



Munich Personal RePEc Archive

Supply, Demand, and Bidding in Iran's Electricity Market

Ghaninejad, Mousa

University of Tehran

20 December 2020

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/105340/>
MPRA Paper No. 105340, posted 16 Jan 2021 13:12 UTC

عرضه، تقاضا، و پیشنهاد قیمت در بازار برق ایران

Supply, Demand, and Bidding in Iran's Electricity Market

Mousa Ghaninejad¹

English Abstract:

In this paper, I review the supply and demand side of the electricity market in Iran. I review the potential bidding strategies that are in place in this market. I evaluate the optimality of bidding and introduce a new bidding strategy that could raise the profits of the firms. In the market of this study, firms are allowed to bid step-wise and are constrained to bid ten steps per bid. The market dispatcher estimates the market demand and based on the cumulated supply functions clears the market at one specific price. Those steps that are below the market clearing price will be allowed to produce and sell in the market. I argue that a continuous supply function is optimal in this setting and it is at the profit of the firms to use a supply function as close to a continuous supply as possible, i.e. using all ten steps.

Persian Abstract:

این مقاله به بررسی عرضه و تقاضا در بازار برق ایران می‌پردازد. ابتدا ساختارهای پیشنهاد قیمت در بازار برق ایران بررسی می‌شود. سپس، بهینگی هر کدام از این ساختارهای پیشنهاد قیمت و ارتباط آن با بازار برق در ایران بررسی می‌شود. در بازار مورد مطالعه، هر تولیدکننده می‌تواند تا ده پله پیشنهاد قیمت بدهد. شرکت برق سپس با تحمین تقاضا و جمع عرضه‌ها در بازار قیمت نهایی را اعلام می‌کند. پله‌هایی که پایین‌تر از قیمت نهایی باشد اجازه‌ی تولید خواهند داشت. من در این مقاله به طور نظری اثبات می‌کنم که استفاده از هر ده پله برای تولیدکننده بهینه است. بنابراین، جهت بیشینه کردن سود، هر تولیدکننده باید تا حد ممکن شبیه تابعی پیشنهاد قیمت بدهد که پیوسته باشد.

JEL Classifications: O13; P28; L94

Keywords: Bidding; Electricity Market; Day-ahead Market; Energy; Policy

University of Tehran, Email: mousa.ghaninejad@ut.ac.ir ¹

1	مقدمه.....	6
2	تجدید ساختار در بازار برق.....	7
3	انواع مناقصه‌ها در صنعت برق.....	8
3.1	مناقصه‌های تبعیضی.....	10
3.2	مناقصه‌های قیمت‌یکنواخت.....	10
3.3	مناقصه‌های ویکری.....	11
3.4	مقایسه‌ی سه نوع ساختار مناقصه.....	11
4	استراتژی پیشنهاد.....	12
5	توابع هدف در بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد.....	13
6	پروتوکول پیشنهاد.....	13
7	استراتژی پیشنهاد در طرف تقاضا.....	14
8	روش‌های مدل‌سازی پیشنهاد	15
	قیمت در بازارهای نقطه‌ای در صنعت برق	
8.1	مدل بهینه‌سازی تک ژنراتوری.....	16
8.2	مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها.....	18
8.2.1	مدل‌های تعادل برتراند.....	19
8.2.2	مدل‌های تعادل کورنو.....	20
8.2.3	مدل تعادل تابع عرضه.....	22
8.2.4	مدل‌های دیگر نظریه‌ی بازی‌ها.....	25
8.2.5	ایرادها به استراتژی‌های قائم به نظریه‌ی بازی‌ها.....	26
8.2.6	اثبات وجود استراتژی تعادل در بازار برق.....	27

27	مدل‌های Agent-based	8.3
29	مدل‌های هایبرید	8.4
30.....	روش‌های محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه	9
31.....	محدودیت تعداد پله‌ها در استراتژی پیشنهاد	10
32.....	بهینه‌سازی پیشینی و پسینی	11
32.....	قدرت بازار	12
33	شاخص HHI	12.1
34	شاخص RSI	12.2
35.....	طرح مسأله	13
36.....	انگیزه‌ی تحقیق	14
37.....	روش و رهیافت حل مسأله	15
45	رهیافت پیشنهادی دیگر	15.1
48.....	داده‌ها	16
49	مدل‌سازی تابع سود پیشنهاددهنده	16.1
51.....	مطالعه‌ی موردی و محاسبات عددی	17
69.....	خلاصه و نتیجه‌گیری	18
ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.....	مراجع	19

- شکل 1- جمع افقی پیشنهادها برای رسیدن به تابع عرضه‌ی کل 9
- شکل 2- نحوه‌ی تعیین برنده‌های مناقصه 9
- شکل 3- مقایسه‌ی درآمد در سه ساختار مناقصه برای پیشنهاددهنده‌ای که ki واحد برنده شده است 12
- شکل 4- انواع مدل‌سازی‌ها در پیشنهاد قیمت. منبع: (Gong, Jing, & Xiuli, 2011) 15
- شکل 5- نحوه‌ی محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه با دانستن شرکت‌های رقیب و بر اساس داده‌های گذشته‌ی پیشنهاد قیمت و تخمین هزینه‌ها؛ منبع: (Friedman, 1956) 31

جدول 1 – محدودیت در تابع عرضه در بازارهای مختلف برق در جهان. منبع: (Holmberg & Newbery, 2010).
35

در دو دهه‌ی اخیر صنعت برق در بسیاری از کشورها تحت اصلاحات بنیادی و ساختاری قرار گرفته است. هدف اصلی این تغییرات بازار برق، حرکت از فضایی محصور در قوانین و مقررات به فضایی آزاد و رقابتی با دسترسی باز و آزاد به شبکه می‌باشد. در محیط رقابتی جدید تصمیمات مشارکت‌کنندگان بازار باید به طور مستقل و با اطلاعات ناقص درباره‌ی رقبا گرفته شود. این تجدید ساختار مسائل و مباحث جدیدی را در صنعت برق به همراه داشته است. به دلیل وجود نااطمینانی‌های ذاتی در صنعت برق قدرت، مانند تغییرات روزانه و ساعتی بار، رفتار دیگر رقبا و نیز محدودیت‌های احتمالی در خطوط قدرت قیمت‌گذاری برق توسط تولیدکننده از مسائل مهم در بازار برق تلقی می‌شود. از آنجا که انرژی الکتریکی قابلیت ذخیره‌سازی ندارد، باید در هر لحظه عرضه با تقاضا برابر باشد و به همین منظور وجود یک کارگزار مستقل سیستم² الزامی می‌باشد تا در هر زمان بازار را تسویه کند. نیروگاه‌ها (تولیدکننده‌ها³) یک منحنی پیشنهاد قیمت⁴ را ارائه می‌دهند که حاضر به تولید چه میزان انرژی در چه سطح قیمتی هستند. مصرف‌کنندگان (متقاضیان) نیز منحنی تقاضای فردی خود را ارائه می‌دهند که حاضر به خرید چه میزان از انرژی در چه سطح قیمتی هستند. کارگزار مستقل سیستم قدرت با جمع افقی این منحنی‌ها به عرضه و تقاضای کل دست می‌یابد. قوانین بازار سقف و کف قیمت‌ها را برای خرید و فروش مشخص می‌کند و نیز نوع و محدودیت‌های منحنی‌های عرضه و تقاضای فردی را معین می‌کند. تولیدکنندگان با در نظر گرفتن قوانین با هدف حداکثرسازی سود خود منحنی عرضه را تعیین می‌کنند. در ادامه با بررسی و تشریح جزئیات ساختار بازارهای برق و شیوه‌های مختلف عملکرد مناقصه‌های برق در تعیین برنده‌ها و پرداختی به آن‌ها و نیز لحاظ محدودیت‌های بازار، پرسشی در نحوه‌ی قیمت‌گذاری مطرح شده، راهکاری برای پاسخ به این پرسش پیشنهاد می‌شود.

بازار برق تجدید ساختار شده و قانون‌زدایی⁵ شده مانند یک رقابت ناقص⁶ یا انحصار چندجانبه⁷ عمل می‌کند و این امر به دلیل مشخصه‌های ماهوی بازار برق که مهم‌ترین آن محدود بودن تعداد تولیدکنندگان (عرضه‌کنندگان) است. عوامل دیگر عبارتند از سختی ورود به بازار به دلیل طول زیاد دوره‌ی ساخت یک واحد نیروگاهی تولید برق، نیاز به میزان عظیم سرمایه‌ی اولیه جهت ساخت نیروگاه و واحدهای

² Independent System Operator (ISO)

³ در تمامی این تحقیق اصطلاحات تولیدکننده، عرضه‌کننده و پیشنهاددهنده معادل یکدیگر هستند و در واقع یک نیروگاه است با مجموعه‌ای از واحدهای تولیدی یا همان ژنراتورها که در مناقصات برای تولید برق تابع عرضه پیشنهاد می‌دهد و ترجمه‌ی عبارت GenCo تلقی می‌شود.

⁴ Offer Curve

Deregulated Electricity Market⁵
Imperfect Competition⁶
Oligopoly Market⁷

تولیدی، محدودیت‌های خطوط انتقال و نیز تلفات خطوط انتقال است (Wen F, 2001). تولیدکنندگان غالباً به دلیل قَلّت تعداد در عرضه‌ی برق در ناحیه‌ی جغرافیایی مشخص می‌توانند از طریق نوع رفتار قیمت‌گذاری قدرت بازار⁸ اعمال کنند (David & Wen, 2000). بازار برق غالباً محیطی پویا و پیچیده با کنش‌ها و واکنش‌ها و بازخوردهای ساختاری پیچیده توصیف می‌شود که هر شرکت‌کننده با ریسک و نااطمینانی‌هایی روبرو می‌شود و سعی دارد از طریق قیمت‌گذاری بهینه سود خود را بیشینه کرده، ریسک متناظر را کمینه بکند (Vahidinasab V, 2010).

2 تجدید ساختار در بازار برق

استراتژی پیشنهاد قیمت باید بر مبنای نوع ساختار بازار و قوانین مناقصات حاکم بر بازار توسعه بیابند. به طور کلی مدل‌های تجدید ساختار در بازار برق را بر مبنای ساختارهای ارائه شده در سیستم جدید می‌توان به سه گروه کلی دسته‌بندی کرد:

- 1- بازارهای مجتمع⁹
- 2- بازارهای قراردادهای بایلترا¹⁰
- 3- بازارهای هایبرید¹¹

در بازارهای مجتمع که غالباً در فضاهایی که کارگزار مستقل سیستم (ISO) قیمت را تسویه می‌کند – بر اساس پیشنهاد قیمت و مقدار توسط عرضه‌کننده و تقاضاکننده – استفاده می‌شود، تولیدکنندگان برای یک متقاضی انرژی به خصوصی پیشنهاد قیمت نمی‌دهند، بلکه برای صرف تحویل توان به شبکه رقابت می‌کنند.

در بازارهای بایلترا نقش کارگزار مستقل سیستم صرفاً نظارت بر ظرفیت مورد نیاز خطوط برای انتقال مقدار توان مورد معامله و نیز ایجاد امنیت و قابلیت اطمینان در شبکه است. در این مدل، مشارکت‌کنندگان دربارهِ محدودیت‌ها و شرایط معاملات با یکدیگر به مذاکره می‌نشینند و بازار در مقایسه با ساختارهای مشابه انعطاف‌پذیری بیشتری دارد.

در مدل هایبرید هر دو ساختار فوق گنجانده شده و علاوه بر آن ابزارهای وسیع‌تری نیز معرفی می‌شود با عنوان ابزارهای کمکی¹² مانند کنترل‌گرهای ولتاژ و بسامد، دنباله‌کننده‌های بار، عدم تعادل‌های انرژی

Market Power⁸
Market Pools (PoolCo)⁹
Bilateral Contract (BC) Markets¹⁰
Hybrid Markets (HM)¹¹
Ancillary Services (AS)¹²

و انواع رزروها. در این مدل تولیدکنندگان انرژی را در بسته‌های عمده‌فروشی به واسطه‌گران¹³ می‌فروشند و سپس خریداران و مصرف‌کنندگان نهایی¹⁴ از واسطه‌گران می‌خرند. در این مدل خریداران نهایی می‌توانند تحت هر یک از دو مدل اول، در همین بخش، آن را از فروشندگان واسطه بخرند یا به طور مستقیم تحت هر دو مدل وارد معامله با تولیدکنندگان، و حذف دلالتان، بشوند. همچنین خریداران نهایی می‌توانند از بین فروشندگان واسطه با عرضه‌های مختلف در یک محیط رقابتی معامله کنند (Foley, Gallachóir, Hur, & McKeogh, 2010).

(Haas & Auer, 2006) نشان دادند شش پیش‌نیاز جهت مؤثر بودن تجدید ساختار در صنعت برق نیاز است: اول، جدا بودن شبکه‌ی قدرت از عرضه و تقاضا؛ دوم، حذف قوانین حاکم بر فروش عمده‌ی انرژی؛ سوم، وجود میزان کافی ظرفیت در خطوط انتقال و حذف تبعیض‌ها در دسترسی به شبکه‌ی قدرت؛ چهارم، وجود اضافه ظرفیت تولید برای تعداد زیادی از واحدهای تولیدی نیروگاهی؛ پنجم، وجود ارتباط متعادل بین قیمت‌های نقطه‌ای در کوتاه مدت و نیز ابزارهای مالی مثل قراردادهای آینده در بازارهای بلند مدت جهت حذف ریسک تغییرات نقطه‌ای قیمت در بازار کوتاه مدت؛ ششم، کاهش سیاست‌ها و قوانین مداخله‌گرانه‌ی دولت.

(Maurer & BarrosoLuiz, 2011) جنبه‌های متفاوت از امکانات و اختیارات از نمونه‌های تجدید ساختار در صنعت برق را در کشورهای مختلف مورد بررسی قرار می‌دهند.

3 انواع مناقصه‌ها¹⁵ در صنعت برق

برای مناقصه‌های در بسته برای فروش K شیء مشابه (در این جا واحدهای انرژی الکتریکی) به طور کلی سه نوع ساختار مناقصه وجود دارد:

- 1- مناقصه‌های تبعیضی یا پرداخت پیشنهاد¹⁶ (D)
- 2- مناقصه‌های قیمت‌یکنواخت¹⁷ (U)
- 3- مناقصه‌های ویکری¹⁸ (V)

¹³Retailers

¹⁴End Buyers

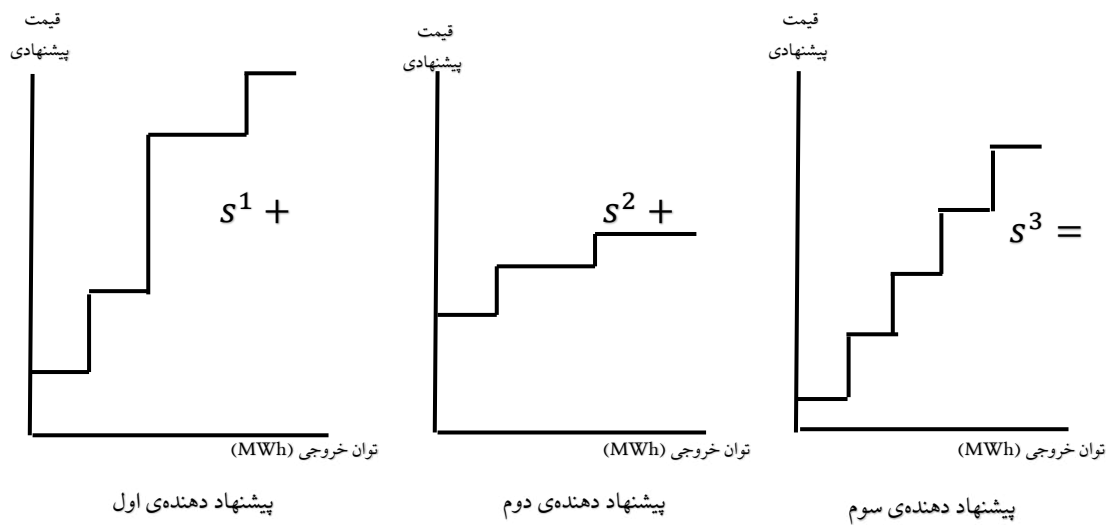
¹⁵Auctions

¹⁶The Discriminatory or Pay-as-bid Auction

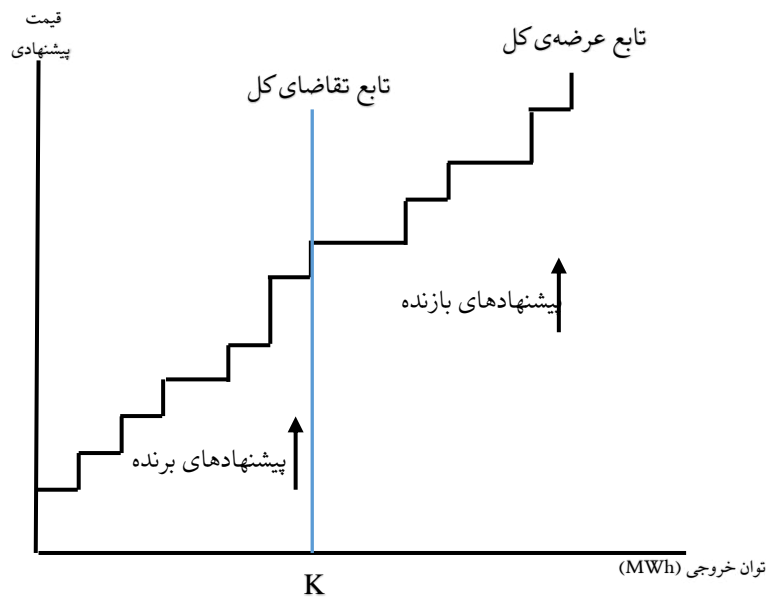
¹⁷The Uniform-price Auction

¹⁸The Vickrey Auctions

از این بین، سومی از اهمیت تئوری بیشتری برخوردار است هرچند کمتر در ساختار مناقصه‌ها مورد استفاده قرار گرفته است. در ادامه ساختار هر مناقصه و نحوه پرداخت تشریح می‌شود (Krishna, 2010). نمایی از نحوه جمع پیشنهادها و تعیین پیشنهادهای برنده در شکل 1 و شکل 2 آمده است.



شکل 1- جمع افقی پیشنهادها برای رسیدن به تابع عرضه‌ی کل



شکل 2- نحوه تعیین برنده‌های مناقصه

3.1 مناقصه‌های تبعیضی

در این نوع مناقصه به برنده برای هر واحدی که در مناقصه برنده شده است، به میزان همان قیمتی که برای آن واحد پیشنهاد داده پرداخت می‌شود و در مجموع به میزان جمع واحدهای پرداخت شده درآمد کسب می‌کند. مثلاً در صورتی که برای پیشنهاددهنده‌ی i ام دقیقاً k^i واحد در مناقصه برنده شده باشد و فرض کنیم قیمت پیشنهادی برای فروش هر کدام s_k^i باشد مجموع درآمد وی برابر خواهد بود با:

$$\sum_{k=1}^{k^i} s_k^i$$

این نوع مناقصه را در قالب تقاضای باقیمانده¹⁹ نیز می‌توان توصیف نمود. در هر قیمت تسویه‌کننده‌ی p تقاضای باقیمانده که در برابر پیشنهاددهنده‌ی i ام قرار می‌گیرد، که با $d^{-i}(p)$ نشان داده می‌شود، برابر است با تقاضای کل K منهای مجموع مقادیر عرضه شده توسط دیگر پیشنهاد دهندگان، به شرط نامنفی بودن این حاصل، یعنی:

$$d^{-i}(p) \triangleq \max\{K - \sum_{j \neq i} s_j(p), 0\}$$

واضح است که این رابطه یک تابع غیر صعودی از p می‌باشد.

3.2 مناقصه‌های قیمت‌یکنواخت

در این مناقصه‌ها همه‌ی K شیء مورد نظر در قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار فروخته می‌شود به نحوی که در انتها تقاضای کل با عرضه‌ی کل برابر بشود.

فرض کنیم c^{-i} یک بردار از K پیشنهاد است که در برابر پیشنهاددهنده‌ی i ام قرار دارد. این بردار به این شکل به دست می‌آید که $(N-1)K$ پیشنهاد $(s_k^j \text{ که } j \neq i)$ را به ترتیب صعودی مرتب می‌کنیم و K تای اول را انتخاب می‌کنیم. پس اگر پیشنهاددهنده‌ی i ام بخواهد k^i واحد انرژی را به فروش برساند باید داشته باشیم:

$$s_{k^i}^i < c_{K-k^i+1}^{-i} \text{ و } s_{k^i+1}^i > c_{K-k^i}^{-i}$$

بر مبنای این ساختار مناقصه تابع تقاضای باقیمانده برای پیشنهاددهنده‌ی i ام برابر خواهد بود با:

Residual Demand¹⁹

$$d^{-i}(p) = K - \max\{k: c_k^{-i} \geq p\}$$

قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار را می‌توان به این دو نحو نشان داد:

$$p = \max\{s_{k^i+1}^i, c_{K-k^i+1}^{-i}\}$$

$$p = \max_i \{s_{k^i+1}^i\}$$

در این نوع مناقصه مبلغ دریافتی توسط پیشنهاددهنده‌ی برنده که k^i واحد انرژی در مناقصه برنده شده و زیر قیمت تسویه‌گر پیشنهاد داده بوده است برابر خواهد بود با حاصل ضرب k^i در p .

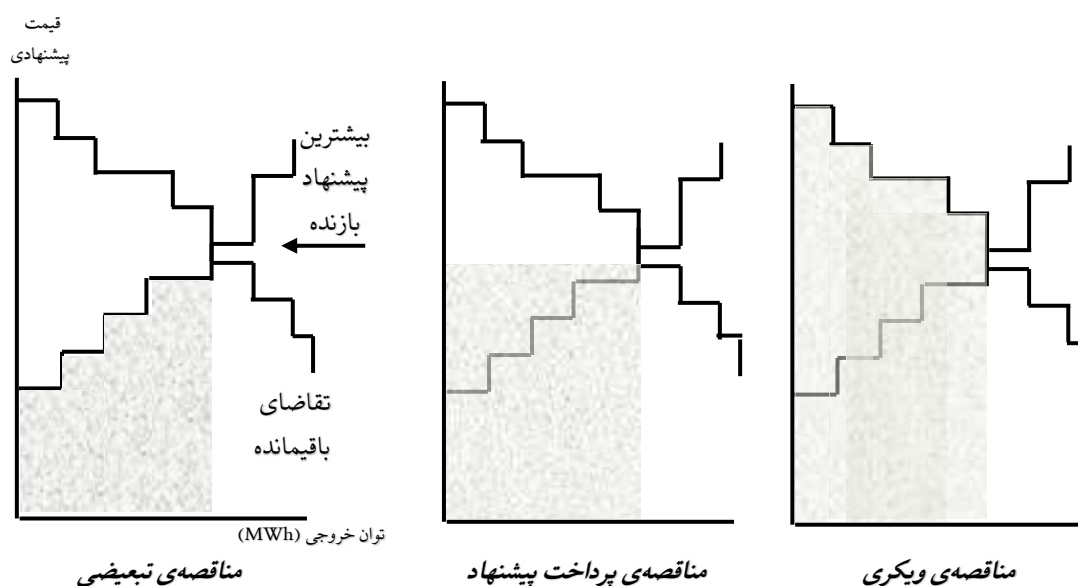
3.3 مناقصه‌های ویکری

در این نوع مناقصه پیشنهاددهنده‌ای که k^i واحد برنده شده است جهت فروش، k^i امین پیشنهاد از کم‌ترین پیشنهادهای دیگر رقبا را دریافت می‌کند و برای محاسبه‌ی آن، پیشنهاد خود وی منظور نمی‌شود. بنابراین مقدار دریافتی وی برابر خواهد بود با:

$$\sum_{k=1}^{k^i} c_{K-k^i+k}^{-i}$$

3.4 مقایسه‌ی سه نوع ساختار مناقصه

درآمد برنده در سه نوع ساختار مناقصه در شکل 3 مقایسه شده است.



شکل 3- مقایسه‌ی درآمد در سه ساختار مناقصه برای پیشنهاددهنده‌ای که k^1 واحد برنده شده است.

تا سال 2001 تمامی بازارهای برق در دنیا از سیستم قیمت‌یکنواخت استفاده می‌کردند. اولین سیستم مناقصه‌های تبعیضی از همان سال در انگلستان شروع شد. (Fabra, Von Der Fehr, & Harboud, 2002) نشان می‌دهند که هیچ مدرکی دال بر برتری و کارایی بیشتر بازارهای با مناقصه‌های تبعیضی بر بازار اولیه یعنی مناقصه‌های قیمت‌یکنواخت وجود ندارد. (Hinz, 2004) ثابت می‌کند با در نظر گرفتن فروشی و تحت شرایطی میزان پرداختی در مناقصه‌ها مستقل از ساختار مناقصه می‌باشد. (Fabra, von der Fehr, & Harbord, 2006) با بررسی بازار برق انگلستان و تغییر ساختار مناقصات آن نتیجه می‌گیرند که در مناقصات قیمت‌یکنواخت نسبت به مناقصات تبعیضی متوسط قیمت‌ها در سطح بالاتری قرار دارد.

4 استراتژی پیشنهاد²⁰

در یک بازار کامل، و در این جا بازار برق کامل، هر تولیدکننده، نیروگاه یا واحدهای تولیدی هر نیروگاه، قیمت‌پذیر هستند. بر اساس نظریه‌ی اقتصاد خرد، در چنین بازاری بهترین قیمت پیشنهادی هزینه‌ی نهایی تولیدکننده است. در صورتی که واحد تولیدی قیمتی به غیر از هزینه‌ی نهایی پیشنهاد بدهد، با این هدف که با استفاده از ناکاملی‌های بازار بتواند سود کسب بکند، به این رفتار پیشنهاد استراتژیک می‌گویند. در صورتی که واحد تولیدی بتواند با این روش، یا هر روش دیگر به غیر از کاهش هزینه‌های

²⁰Bidding Strategy

تولید و در نتیجه کاهش هزینه‌ی نهایی، سود کسب بکند، گفته می‌شود دارای قدرت بازاری²¹ است. بازارهای تجدید ساختار شده و نوین در صنعت برق، به طور کامل رقابتی نیستند، و به همین سبب، تولیدکننده می‌تواند با پیشنهاد استراتژیک یا به بیان دیگر اعمال قدرت بازاری خود، سود کسب بکند (Wen, 2000 & David).

5 توابع هدف در بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد

به طور غالب پنج تابع هدف در استراتژی پیشنهاد معرفی می‌شود (Friedman, 1956):

- 1- بیشینه کردن تابع سود انتظاری کل
- 2- رسیدن به یک درصد مشخص از سرمایه‌گذاری تولید
- 3- کمینه کردن تابع ضرر انتظاری²²
- 4- کمینه کردن سود انتظاری دیگر رقبا، از این جهت که رقیب با سودآوری مستمر می‌تواند رشد و توسعه پیدا کرده و در بلند مدت خود باعث حذف شرکت مزبور بشود.
- 5- حتی با وجود ضرر در مناقصه برنده شدن، زیرا مهم‌تر از سودآوری آن است که خط تولید به کار خود ادامه بدهد.

در این تحقیق مانند غالب تحقیقات در زمینه‌ی استراتژی پیشنهاد هدف اصلی بهینه‌سازی تابع سود انتظاری می‌باشد.

6 پروتوکول پیشنهاد

بر اساس ساختار بازار، پیشنهاد قیمت می‌تواند به دو شکل صورت پذیرد: با چند مؤلفه‌ی قیمتی (پیشنهاد چندگانه²³) و با یک مؤلفه‌ی قیمت (پیشنهاد قیمت واحد²⁴). در هر حالت، قیمت انرژی برای مقادیر مختلفی از عرضه می‌تواند متفاوت باشد. یعنی برای هر پرتفولیو از انرژی، قیمت بلاک‌های مختلف انرژی برای پیشنهاد می‌تواند جداگانه تعیین بشود (Rahimi & Vojdani, 1999).

در یک پیشنهاد چندگانه، یا پیشنهاد پیچیده، قیمت‌های متفاوتی برای شیب، هزینه‌های شروع به کار واحد تولیدی²⁵، هزینه‌های اتمام کار واحد تولیدی²⁶، تولید برق بدون بار و نیز هزینه‌ی انرژی تعیین

Market Power²¹
Expected Losses²²
Multi-part Bid²³
Single-part Bid²⁴
Start-up Costs²⁵
Shut-down Costs²⁶

می‌شود. در این شیوه، ساختار هزینه‌های تولید و محدودیت‌های عملیاتی به نحو روشن‌تری انعکاس می‌یابد. در این حالت تسویه‌ی بازار باید بر اساس یک الگوریتم بهینه‌سازی صورت پذیرد که در آن تنها قیمت‌های پیشنهادی در نظر گرفته نمی‌شود، بلکه محدودیت‌های تکنیکی و اطلاعات اقتصادی مربوطه نیز وارد قیود تابع هدف می‌شود.

در پیشنهاد قیمت واحد، واحدهای تولیدی برای هر ساعت تولید تحت بار مشخص، قیمت واحدی پیشنهاد می‌دهند. تسویه‌ی بازار با تقاطع عرضه و تقاضا صورت می‌گیرد (David & Wen, 2000). (Song, Liu, & Lawarree, 1999) با معرفی یک مدل تابع عرضه و با در نظر گرفتن توزیع گسسته برای پیشنهاد قیمت توسط رقبا در یک محیط با پیشنهاد قیمت واحد، یک استراتژی بهینه برای پیشنهاد تولیدکننده ارائه می‌دهند. یک قانون پرداخت با نام مناقصه‌ی قیمت دوم چند کالایی²⁷ معرفی کره با قانون پرداخت قیمت یک‌نواخت مقایسه می‌کنند و نشان می‌دهند در قانون پرداخت مقدم، تولیدکنندگان انگیزه‌ی بیشتری برای پیشنهاد قیمت در هزینه‌ی نهایی دارند.

7 استراتژی پیشنهاد در طرف تقاضا

در برخی بازارهای برق در دنیا مثل کالیفرنیا، نیوزیلند و اسپانیا برای مصرف‌کنندگان بزرگ برق امکان پیشنهاد قیمت خرید وجود دارد. در این زمینه، بحث حداکثرسازی رفاه اجتماعی برای تسویه‌ی بازار مطرح می‌شود. تاکنون تحقیقات بسیار کمی به نحوه‌ی طراحی استراتژی پیشنهاد در این زمینه پرداخته شده است (Wen, 2000 & David).

(Strback & kirschen, 1999) تأثیر بالقوه‌ی پیشنهاد طرف تقاضا را بر قیمت‌های بازار بررسی می‌کنند و تعدادی اثر منفی ناشی از آن را ارائه می‌دهند.

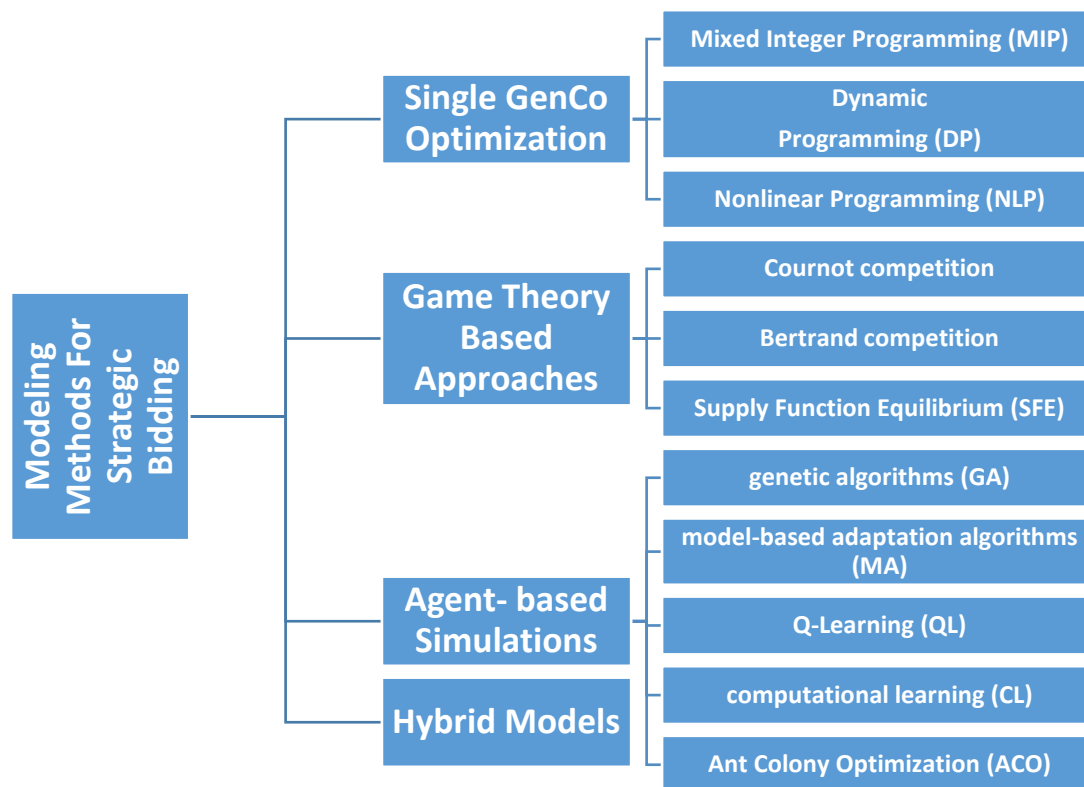
(weber & Overbye, 1999) یک مدل دوسطحی برای استراتژی پیشنهاد معرفی کردند که در آن مشارکت‌کنندگان بازار سود خود را تحت قیودی بیشینه می‌کنند. کارگزار مستقل سیستم قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار و توان تحویلی هر واحد تولیدی را تعیین می‌کند که از برنامه‌ی جریان بار بهینه²⁸ برای تعیین آن استفاده می‌شود. در این استراتژی هر متقاضی مقداری را برای پیشنهاد دیگر رقبا پیش‌بینی می‌کند.

Multiple-commodity Second Price Auction²⁷
Optimal Power Flow²⁸

8 روش‌های مدل‌سازی پیشنهاد قیمت در بازارهای نقطه‌ای در صنعت برق

(David A. , 1993) استراتژی پیشنهاد را در بازار نقطه‌ای برق مطرح کرد و یک مدل پیشنهاد بهینه را توسعه داد و یک برنامه‌ی پویا برای صنعت قدرت در انگلیس-ولز²⁹ ارائه داد که در آن ژنراتورها به عنوان واحدهای تولیدی یک قیمت ثابت را برای هر واحد پیشنهاد می‌دهند. از آن زمان، مسأله‌ی استراتژی پیشنهاد بین تولیدکنندگان در بازارهای رقابتی تحت مدل‌سازی‌های مختلف بسط و توسعه یافته است.

به طور کلی الگوریتم‌های مختلف و مدل‌سازی‌های شاخص در پیشنهاد قیمت را می‌توان در چهار دسته‌ی کلی آورد؛ این چهار گروه اصلی با زیرمجموعه‌های کلی و مرتبط به طور خلاصه در شکل 4 آورده شده است.



شکل 4- انواع مدل‌سازی‌ها در پیشنهاد قیمت. منبع: (Gong, Jing, & Xiuli, 2011)

در مدل تک ژنراتور تولیدکننده، تنها بر شیوهی عملکرد یک بازیگر-تولیدکنندهی خاص تمرکز می‌شود و رفتار سایر بازیگران متعین و یا به صورت توزیع تصادفی و مستقل در نظر گرفته می‌شود؛ در حالی که در مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها و مدل‌های Agent-Based موقعیت‌هایی با بیش از یک بازیگر در نظر گرفته می‌شود. در مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها تعادل بر مبنای احتمالی کنش-واکنش متقابل بین بازیگران تحقیق می‌شود در حالی که در مدل‌های Agent-Based رفتار انسان تقلید شده، و استراتژی پیشنهاد در هر دوره شبیه‌سازی می‌شود (Gao & Sheble, Electricity market equilibrium model with resource constraint and transmission congestion, 2010). در ادامه مروری بر هر چهار روش خواهیم داشت.

8.1 مدل بهینه‌سازی تک ژنراتوری

(Valenzuela & Mazumdar, 2003) نشان دادند که قیمت تسویه‌کنندهی بازار³⁰ می‌تواند به صورت یک متغیر برون‌زا در نظر گرفته بشود. به همین دلیل در ادبیات موضوع بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد با روش‌های سنتی حداقل‌سازی مقید هزینه‌ها تحت رویکردهای برنامه‌های بهینه‌سازی ریاضیاتی اعمال شده است. غالب مدل‌ها در این زمینه عناصر احتمالاتی تصادفی را در مدل‌سازی وارد می‌کنند؛ خواه در سطح تابع هدف و قیدها، خواه در پارامترهای مقادیر با انتخاب‌های تصادفی، خواه در هر دو سطح (Spall, 2003). (Wallace & Fleten, 2003) مروری بر ادبیات و مباحث مطرح شده در موضوع روش‌های برنامه‌ریزی تصادفی در بازار انرژی ارائه داده‌اند. در ادامه به چند روش معمول در این نوع مدل‌سازی اشاره می‌شود.

(de la Torre, Arroyo, Conejo, & Contreras, 2002) یک مدل برنامه‌ریزی خطی صحیح-مختلط³¹ به کار گرفته می‌شود توسط یک واحد تولیدی تعیین‌کنندهی قیمت جهت حل مسأله‌ی برنامه‌ریزی تولید و حداکثرسازی سود در یک بازار مجتمع در صنعت برق.

(Conejo, Nogales, & Arroyo, 2002) با در نظر گرفتن نااطمینانی زیاد و تغییرات وسیع در قیمت تسویه‌کنندهی بازار، برای تولیدکنندهی برق که قیمت‌پذیر است یک استراتژی بهینه برای پیشنهاد در بازار مجتمع، با به کارگیری مدل‌های ریاضیاتی مختلف پیشنهاد داده‌اند. مسأله در ابتدا به صورت یک برنامه‌ریزی خطی مختلط تصادفی³² مدل‌سازی می‌شود و سپس به دو مدل MILP تبدیل شده، که

³⁰ Market Clearing Price (MCP)

³¹ Mixed-Integer Linear Programming (MILP)

³² Stochastic Mixed-Integer Linear Programming (SILP)

هر یک توسط برنامه‌های بهینه‌سازی موجود در بازار³³ آنالیز و حل می‌شود. بر مبنای این روش یک قانون ساده و جامع در نحوه‌ی پیشنهاد مطرح می‌کنند.

(Angarita, Usaola, & Martínez-Crespo, 2009) یک تکنیک بهینه‌سازی تصادفی برای بیشینه کردن سود توام³⁴ ژنراتورهای آبی و بادی ارائه می‌دهند. در مدل آن‌ها، برای کنترل تغییرات و نااطمینانی‌ها در وزش باد و تولید برق در توربین‌های بادی، میزان توان خروجی از توربین بادی در هر ساعت به صورت یک متغیر تصادفی گسسته در نظر گرفته می‌شود. نشان داده می‌شود که در مقایسه با روش‌های جایگزین و جاری پیشنهاد قیمت ژنراتورهای بادی، روش پیشنهاد توام در روش آن‌ها به میزان قابل توجهی بر ارزش توان تولیدی توربین بادی می‌افزاید.

(Sen, Yu, & Genc, 2006) یک مدل چند مرحله‌ای SILP برای برنامه‌ریزی و خریدوفروش تأمینی³⁵ در بازار عمده‌فروشی برق معرفی می‌کنند. این مدل تقاضای برق، قیمت فوروارد³⁶ برق، قیمت فوروارد گاز طبیعی و نیز قیمت نقطه‌ای برق را به صورت تصادفی در نظر می‌گیرد. بر اساس رهیافت SILP، مسأله به سه زیرمسأله تقلیل می‌یابد و تحلیل می‌شود. نتیج تجربی³⁷ نشان می‌دهند که این روش تصمیمات پایدار و متعینی را برای برنامه‌ریزی تولید و خریدوفروش تأمینی فراهم می‌کند.

(Wen & David, Optimal bidding strategies and modeling of imperfect information among competitive generators, 2001) یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی تصادفی³⁸ برای استراتژی پیشنهاد در مناقصه‌های در بسته و رقابتی صنعت برق معرفی می‌کنند. در این مدل فرض می‌شود که تولیدکننده یک تعادل تابع عرضه را پیشنهاد می‌دهد و قیمت تسویه‌کننده بازار به وی پرداخت می‌شود و کارگزار مستقل سیستم به نحوی بازار را در قیمت و مقدار تسویه می‌کند که پرداختی متقاضی-مصرف‌کننده کمینه بشود. در این مدل نشان داده می‌شود که در صورت پیروی تولیدکننده از استراتژی بهینه‌ی معرفی شده، قیمت تسویه‌کننده بازار به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد. از طرف دیگر در صورت باکشیش بودن تابع تقاضا به قیمت برق، قدرت بازاری تولیدکننده کاهش می‌یابد.

ILP Solver³³

Joint Profit³⁴

Hedging³⁵

Forward Price³⁶

Empirical Results³⁷

Stochastic Nonlinear Programming (SNLP)³⁸

(Ma, Wen, Ni, & Liu, 2005) همان مدل SNLP را برای بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد به کار می‌برند ولی با در نظر گرفتن ریسک واحدهای تولیدی در یک بازار مجتمع و نیز با فرض خریدار واحد. فرض می‌شود هر تولیدکننده یک تعادل تابع عرضه پیشنهاد می‌دهد و سیستم با فرض کمینه کردن هزینه‌ی خرید تنها متقاضی بازار تسویه می‌شود. هر تولید کننده ضرایب تابع خطی عرضه را به نحوی انتخاب می‌کند که بده-بستان بین دو هدف متناقض در نظر گرفته شود: حداکثرسازی سود و حداقل سازی ریسک.

(Rahimiyan & Rajabimashhadi, Risk analysis of bidding strategies in an electricity pay as bid auction: a new theorem, 2007)³⁹ با در نظر گرفتن توزیع نرمال برای قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار مسأله‌ی پیشنهاد قیمت را از دیدگاه تولیدکننده بررسی می‌کنند. سپس چندین معیار برای سنجش ریسک معرفی کرده، اثر آن‌ها را بر سود انتظاری تولید کننده و نیز بر میزان تولید اندازه می‌گیرند.

(Attaviriyannupap, Kita, Tanaka, & Hasegawa, 2005) یک الگوریتم برای تعیین استراتژی بهینه در بازار توان و رزرو روز آینده معرفی می‌کنند. مسأله‌ی بهینه‌سازی در هر دو بازار تحت قیود محدودیت‌های تولید هر واحد و نیز محدودیت‌های زمانی هر واحد برای رسیدن به توان مورد نیاز⁴⁰ تحلیل می‌شود. برای حل مسأله از تکنیک برنامه‌ریزی تکاملی⁴¹ استفاده می‌شود.

در ادبیات موضوع، تعدادی راه حل‌ها و الگوریتم‌های متفاوت دیگری در بهینه‌سازی پیشنهاد قیمت معرفی شده است (Matevosyan & Soder, 2006) (Usola, et al., 2004) (Hao, 2000) (Bompard, Lu, Napoli, & Jiang, A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets, 2010).

8.2 مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها

در این دسته از مدل‌ها که به مدل‌های تعادلی⁴² نیز معروف هستند، هر بازیکن از مجموعه‌ی استراتژی‌های ممکن یک استراتژی انتخاب می‌کند و بر اساس تابع پیامد⁴³ به یک مطلوبیتی دست

³⁹ Pay-as-bid Auction

⁴⁰ در واحدهای تولیدی نیروگاه‌های بخاری به نسبت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، و گاز طبیعی لختی و اینرسی بیشتری برای رسیدن به تولید در توان مورد نیاز وجود دارد. این لختی در بازه‌ی اتمام تولید نیز و رسیدن به توان تولید صفر وجود دارد. در نیروگاه‌های آبی اینرسی مذکور کم‌ترین مقدار بین نیروگاه‌ها می‌باشد.

⁴¹ Evolutionary Programming (EP)

⁴² Equilibrium Models

⁴³ Payoff Function

می‌یابد. راه‌حل بهینه بر اساس تعادل نش⁴⁴ به دست می‌آید. بر اساس تعریف (Osborn, 2003) یک پروفایل از حرکات بازیکنان یک پروفایل نش می‌باشد اگر هر بازیکن با تغییر استراتژی خود، با فرض ثابت ماندن انتخاب بازیکنان دیگر در استراتژی خود، مطلوبیت بیشتری نتواند کسب بکند. فرض پایه‌ای در نظریه‌ی بازی‌ها رفتار عقلایی⁴⁵ بازیکنان است؛ با این حال این فرض توسط آزمایش‌های تجربی به طور متوالی توسط روانشناسان مورد تردید قرار گرفته است (Osborne & Rubinstein, 1994). جهت دسته‌بندی روش‌های با مبنای نظریه‌ی بازی‌ها سطح رقابت یک شرط لازم تلقی می‌شود و بر اساس آن دو دسته‌ی کلی داریم: بازی‌های همکارانه و بازی‌های غیرهمکارانه (Shahidehpour, Yamin, & Li, 2002). همان‌طور که در شکل 4 نشان داده شد، در بازار آزاد برق بر اساس سطح رقابت سه دسته رویکرد در نظریه‌ی بازی‌ها تا کنون ارائه شده است: اول، رقابتی‌ترین مدل، مدل رقابت برتراند⁴⁶ است که در آن تولیدکننده‌های برق بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های تولیدی در یک بازار انحصار چندجانبه بر اساس قیمت رقابت می‌کنند. دوم، مدل کلاسیک کورنو⁴⁷ است که استراتژی تولید کننده‌ها انتخاب مقدار تولید است، با فرض همگن بودن کالا، که در صنعت برق برقرار است، و تابع تقاضای حساس به قیمت و تعیین شوندگی قیمت از تقاطع عرضه و تقاضا. سوم، مدل‌های تعادل تابع عرضه⁴⁸ است که در آن استراتژی مورد اتخاذ توسط تولید کننده‌ها تابع عرضه‌ی آنهاست (Soleymani, Ranjbar, & Shirani, 2008).

8.2.1 مدل‌های تعادل برتراند

در مدل کلاسیک برتراند تولیدکننده‌ها یکسان فرض می‌شود و هزینه‌های نهایی ثابت و محدودیت ظرفیت تولید وجود ندارد، و پیشنهاد بهینه معادل هزینه‌های نهایی خواهد بود. در صنعت برق، از طرف دیگر، هم محدودیت عرضه و تولید وجود دارد و نیز بازار به صورت انحصاری است و به همین دلیل قیمت‌گذاری در هزینه‌ی نهایی پیشنهاد بهینه نیست (Armstrong, Cowan, & Vickers, 1994).

(Federico & Rahman, 2003) اثر تغییرات ساختار مناقصه را از قیمت‌ی‌کنواخت به پرداخت پیشنهاد در دو نوع بازار با فرض نااطمینانی در تقاضا بررسی کردند: بازار رقابت کامل، مدل برتراند و بازار انحصار دوجانبه. نشان می‌دهند که با تغییر ساختار مناقصه در مدل برتراند یک بده-بستان بین

⁴⁴Nash Equilibrium

⁴⁵Rationality

⁴⁶Bertrand Competition Model

⁴⁷Cournot Models

⁴⁸Supply Function Equilibrium (SFE)

کارایی⁴⁹ و اضافه رفاه مصرف‌کننده⁵⁰ وجود دارد. همچنین در بازار انحصار دو جانبه تغییر ساختار مناقصه اثر منفی ضعیفی بر سود و میزان تولید، اثر مثبت بر اضافه رفاه مصرف‌کننده دارد. اثر آن بر متوسط سطح قیمت‌ها و اضافه رفاه کل نامعلوم است.

(Ernst, Minoia, & Marija, 2004) با فرض آن‌که دیگر رقبا در صنعت استراتژی قیمتی خود را از دور قبل به دوره‌ی بعدی تغییر ندهند و نیز با فرض هزینه‌های نهایی ثابت یک استراتژی بهینه برای بهینه کردن سود پیشنهاد می‌دهند. آن‌ها سپس با در نظر گرفتن تابع درجه‌ی دو برای هزینه‌های نیروگاهی و در نظر گرفتن تابع عرضه به جای مدل برتراند همان مسأله را به نحو دیگری پاسخ دادند (Minoia, Ernst, & Marija, 2004).

(Hu, Kapuscinski, & Lovejoy, 2010) با فرض بی‌کشش بودن تقاضا و برونزا فرض کردن سقف قیمت با توسعه‌ی بازی برتراند-اجورث⁵¹ یک نوع مناقصه‌ی B-E تعریف کردند. آن‌ها یک ساختار تعادل برای این مناقصه پرداخت کردند که در آن تولیدکننده‌های نامتقارن پیشنهاد قیمت می‌دهند. تحت این تعادل یک پیشنهاددهنده-تولیدکننده‌ی ضعیف (دارای ظرفیت تولید پایین) لزوماً در بازار قیمت بالاتری تعیین نمی‌کند.

8.2.2 مدل‌های تعادل کورنو

با توجه به محدودیت ظرفیت تولید در صنعت برق و نیز هزینه‌های نهایی افزایشی در زمان‌های خاص تولید مدل برتراند نمی‌تواند چندان جذاب باشد. از طرف دیگر به دلایل فوق و نیز همگن بودن کالای تولیدی رقابت بنگاه‌ها در مقدار تولید مشخصه‌های واقع‌گرایانه‌تری را شامل می‌شود و تقریب بهتری از نحوه‌ی قیمت‌گذاری در صنعت برق به دست می‌دهد (Borenstein, Bushnell, & Knittel, Market power in electricity markets: beyond concentration measures., 1998) (Hobbs B., 1999).

(Borenstein & Bushnell, An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry, 1999) با استفاده از داده‌های سطح نیروگاهی برای تخمین هزینه‌ها و نیز تقاضا رقابت را در بازار تجدید ساختار شده‌ی کالیفرنیا شبیه‌سازی می‌کنند. آن‌ها نشان می‌دهند نیروگاه‌ها با معلق داشتن بخشی از ظرفیت تولیدی و کاهش عرضه سعی در بالا بردن قیمت‌ها

Efficiency⁴⁹
Consumer Surplus⁵⁰
Bertrand-Edgeworth (B-E)⁵¹

دارند. همچنین، نتایج نشان می‌دهند که قانون‌زدایی برای واحدهای تولیدی به مراتب کمتر جذاب است نسبت به وقتی که قوانین قدرت بازاری را حذف می‌کرده است. با این حال، مدرکی دالّ بر اشتباه بودن قانون‌زدایی در بازار برق کالیفرنیا وجود ندارد. قوانینی که باعث افزایش حساسیت مشارکت‌کنندگان بازار یعنی عرضه‌کنندگان و مصرف‌کنندگان به تغییرات قیمت می‌شود، به میزان قابل توجهی قدرت بازاری را کاهش می‌دهند.

(Willems, 2002) یک مدل رقابتی کورنو را ارائه می‌دهد که دو تولیدکننده در یک خط انتقال شریک هستند که ظرفیت محدود دارد و مصرف‌کنندگان که از این خط تغذیه می‌کنند قیمت پذیر هستند. در مدل پیشنهادی ایشان، سه قانون کلی برای نحوه اختصاص ظرفیت خط انتقال به تولیدکننده‌ها مطرح شد: همه یا هیچ، اختصاص نسبی، جیره‌بندی کار⁵². سپس تأثیر این قوانین بر سطح رقابت و درآمد تولیدکنندگان بررسی می‌شود.

(Kian, Cruz, & Thomas, 2005) برای پیشنهاد قیمت در مناقصه‌های پویای دوسویه⁵³ از استراتژی فیدبک‌دار نش-کورنو⁵⁴ استفاده می‌کنند. نتایج شبیه‌سازی آن‌ها نشان می‌دهد که مناقصه‌های دوسویه کاراتر از مناقصه‌های یک‌سویه عمل می‌کند و به قیمت‌های تسویه‌گر باثبات‌تر و رقابتی‌تر منجر می‌شود.

(Tamaschke, Docwra, & Stillman, 2005) بر اندازه‌گیری میزان قدرت بازاری در واحدهای تولیدی نیروگاهی تمرکز می‌کنند و تأکید دارند که مفهوم قدرت بازار باید در یک بستر پویا و در بلندمدت مدنظر قرار بگیرد. سپس یک معیار برای اندازه‌گیری قدرت بازاری معرفی می‌کنند که در آن تفاوت بازدهی حقیقی بازار و بازدهی بلندمدت بازار رقابتی لحاظ شده است، و این مؤخر با استفاده از الگوریتم‌های بهینه‌سازی ریاضیاتی مدل‌سازی شده است. نتایج آن‌ها نشان می‌دهد تولیدکننده‌ها به میزان قابل توجهی بر مبنای سیستم جدید قانون‌زدایی شده توانسته‌اند قدرت بازاری اعمال کنند.

(Kang, Kim, & Hur, 2007) با استفاده از یک بازی دو بازیکنی ایستا یک مدل پیشنهاد قیمت مطرح و در دو حالت تقاضا آن را تحلیل می‌کنند: تقاضای ثابت و تقاضای نااطمینان. این استراتژی پیشنهاد در بازار رقابتی و مناقصه محور و روز آینده با هدف بهینه‌سازی سود انجام شده و تنها اطلاعات

Efficient Rationing⁵²

Double-Sided⁵³

Feedback Nash-Cournot⁵⁴

در دسترس سود احتمالی آینده بر مبنای پیش‌بینی سیستم تقاضا فرض می‌شود. نشان داده می‌شود که پیش‌بینی دقیق تقاضا برای روزهای آینده باعث بهره‌گیری بازیکن در بازی می‌شود.

8.2.3 مدل تعادل تابع عرضه

مدل تعادل تابع عرضه در ابتدا توسط (Klemperer & Meyer, 1989) معرفی شد و به این مسأله پرداخت که رقابت‌کنندگان در یک بازار تک‌محصولی و تحت فرض ناطمینانی در تقاضا چگونه می‌توانند سود خود را بیشینه بکنند. در این مدل فرض می‌شود که عرضه‌کنندگان به جای رقابت در قیمت (مدل برتراند) و یا رقابت در مقدار تولید (مدل کورنو) در تابع تقاضا با یکدیگر رقابت می‌کنند. این مدل سپس توسط (Green & Newbery, 1992) توسعه داده شد. آن‌ها با مطالعه‌ی بازار برق انگلستان محدودیت تولید را در مدل گنجانده و مدلی برای خصوصی‌سازی⁵⁵ بازار برپا کردند. نشان داده شده است که ارائه‌ی یک منحنی عرضه برای پیشنهاد⁵⁶ در مناقصه باعث افزایش سود تولیدکننده در مقایسه با پیشنهادهای قیمت-مقدار ثابت می‌شود. همچنین برتری‌های مدل تعادل تابع عرضه در مقایسه با مدل‌های جایگزین بحث و بررسی شده است (Baldick, Grant, & Kahn, 2004). (Vahidineasab & Jadid, 2010) نشان می‌دهند که مدل مذکور در حالتی که بین مدل کورنو و برتراند عمل کند می‌تواند به نحو بهتری رفتار بنگاه‌ها را در بازار حقیقی برق شبیه‌سازی بکند. همچنین برای بازارهایی که تولیدکننده برای ژنراتورها می‌تواند تابع عرضه پیشنهاد بدهد مدل دقیق‌تر و مناسب‌تری است. به همین دلیل امروزه در بازارهای قانون‌زدایی شده این مدل جامعیت و کفایت و کارایی بهتری دارد.

(Li & Shahidehpour, 2005) یک مدل تعادل تابع عرضه به عنوان استراتژی پیشنهاد مطرح می‌کنند که در آن محدودیت خطوط انتقال لحاظ شده، تولیدکنندگان اطلاعات ناقص از هزینه‌های رقیبان دارند. در مدل برپا شده، مسأله‌ی پیشنهاد در دو مرحله تحلیل می‌شود. در سطح اول تابع هدف هر بنگاه بیشینه می‌شود تحت قیود مفروض و در سطح دوم مسأله‌ی تسویه‌ی بازار حل می‌شود. توابع حساسیت برای هر سودآوری هر ژنراتور تولیدکننده‌ی توان نسبت به استراتژی پیشنهاد تعریف می‌شود و بر اساس آن مسأله‌ی دو سطحی مذکور حل می‌شود. سپس یک سیستم با هشت باس⁵⁷ برای آزمایش مدل فوق به کار گرفته می‌شود. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که ظرفیت و توان انتقال در استراتژی پیشنهاد هر ژنراتور تولیدکننده مؤثر است.

⁵⁵ Privatization

⁵⁶ Supply Curve Bidding (SCB)

⁵⁷ Eight-Bus System

(Al-Agtash, 2010) با فرض طراحی استاندارد برای بازار برق⁵⁸ یک مدل پیشنهاد منحنی عرضه (SCB) ارائه می‌دهد که در آن با تغییر متناوب تابع عرضه بهترین پیشنهاد را انتخاب می‌کند بر اساس قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار و نیز شرایط و محدودیت‌های شبکه. متناسب با مشخصه‌های سیستمی مثل توپولوژی شبکه‌ی قدرت و ظرفیت‌های رقبا در بازار نتایج می‌تواند به طور قابل توجهی متغیر باشند.

رهیافت‌های متفاوت دیگری برای استراتژی پیشنهاد در بازار برق بر اساس تعادل تابع عرضه در ادبیات موضوع پیگیری و بر ساخته شده است (Hobbs, Metzler, & Pang, 2000) (Niu, 2005) (Sioshansi & Oren, 2007) (Haghighat, Seifi, & Rahimikian, 2008).

(Alagdash & Yamin, 2004) نشان می‌دهند که استفاده از مدل‌های تابع عرضه در حالت وجود ترافیک⁵⁹ بار، محدودیت‌های ظرفیت تولید نیروگاه‌ها و سیستم‌های قدرت بزرگ با تعداد زیادی ژنراتور می‌تواند مشکل و محدودیت‌ساز باشد مگر آنکه فروض محدودکننده و قوی برای به کارگیری مدل اعمال بشود. سپس ادعا می‌کنند که استفاده از مدل تابع عرضه برای منحنی پیشنهاد در بازار برقی که تحت محدودیت شدید خطوط انتقال است الزاماً منجر به حداکثرسازی سود نمی‌شود. آن‌ها سپس مدلی را بر مبنای توسعه‌ی مدل تابع عرضه ارائه می‌دهند که در آن نیروگاهی با تعدادی ژنراتور منحنی پیشنهاد خود را بر مبنای تجزیه‌ی بندر⁶⁰ قرار می‌دهد. تحت دو قید محدودیت‌های امنیتی شبکه‌ی قدرت و نیز محدودیت‌های فیزیکی تولید، مدل پیشنهادی آن‌ها برای هر ژنراتور در نیروگاه یک پیشنهاد ارائه می‌شود و مجموعه‌ی پیشنهادها در جهت حداکثرسازی سود تمامیت نیروگاه خواهد بود.⁶¹

(Bompard, Lu, Napoli, & Jiang, A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets, 2010) استفاده از مدل تابع عرضه یک رویکرد برای استراتژی پیشنهاد در سیستم‌های بزرگ با تعداد زیادی ژنراتور و شرکت‌کننده ارائه می‌کنند که متغیر تصمیم‌گیری بنگاه‌ها تعیین شیب تابع عرضه است. این روش نشان داده می‌شود که برای تعیین تابع عرضه و در نظر گرفتن محدودیت‌های عملیاتی ژنراتورها به نحو دقیق‌تری عمل می‌کند. به علاوه، وجود محدودیت در ظرفیت برای تولید ژنراتورها باعث اعمال قدرت بازار توسط تولیدکننده‌ها می‌شود. از طرف دیگر در صورتی که به دلیل محدودیت شدید در ظرفیت تولید رقبا و ظرفیت بالای تولید یک نیروگاه در مقایسه با دیگران، و در نتیجه تعیین‌کننده بودن

Standard Market Design (SMD)⁵⁸

Congestion⁵⁹

Bender Decomposition⁶⁰

Refer to (Noghanibehambari & Rahnamamoghadam, 2020) and (Toranji, Noghanibehambari, Tavassoli, & Noghani, 2021)⁶¹

تصمیم⁶² این نیروگاه در قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار، می‌تواند با کاهش عرضه و تولید باعث افزایش قابل توجه سطح قیمت‌ها در بازار بشود.

(Genc & Reynolds, 2011) یک مجموعه از توابع عرضه‌ی خطی را به صورت متقارن برای تولیدکننده‌های ظرفیت-محدود در بازار عمده‌فروشی برق و ساختار مناقصه‌های قیمت‌یکنواخت معرفی می‌کنند. نشان داده می‌شود که افزایش ظرفیت تولید در ژنراتورها و نیروگاه‌ها باعث افزایش این مجموعه تعادل‌های متقارن می‌شود.

غالب مدل‌های ارائه شده برای یک بازار و برای یک دوره بوده است و به همین دلیل یک مدل بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد بر اساس تعادل تابع عرضه توسط (Gao & Sheble, Electricity market equilibrium model with resource constraint and transmission congestion, 2010) در یک سناریوی چند دوره‌ای و چند بازاری معرفی می‌شود. آن‌ها با در نظر گرفتن محدودیت منابع سوختی نیروگاه و کنترل بر بازه‌های زمانی گسسته شرایطی برای تعادل مدل تعادل تابع عرضه ارائه می‌دهند. بهینه‌سازی چند دوره‌ای برای تعادل تابع عرضه با تعیین پارامتر عرض از مبدأ تابع انجام می‌شود. در این مدل هر دو بازار برق و سوخت به طور هم‌زمان، در کنار محدودیت‌های منابع سوختی و نیز خطوط انتقال در نظر گرفته می‌شود.

(Sahraei-Ardakani & Rahimi-Kian, 2009) یک بازی پویا با n بازیکن برای تحلیل استراتژی پیشنهاد در بازار انحصار چندجانبه در صنعت برق و با در نظر گرفتن تقاضای ثابت و متغیر معرفی می‌کنند. در این مدل کوتاه‌مدت، بازیکنان هر یک در ابتدا یک استراتژی پیشنهاد می‌دهند و سپس با مشاهده‌ی استراتژی‌های اخذ شده توسط رقیب یک ماتریس پیشرفت⁶³ برمی‌سازند تا بر اساس آن در هر دوره استراتژی خود را ارتقا بدهند. یک استراتژی فضای حالت⁶⁴ برای تحلیل تعادل‌های تعادل تابع عرضه اتخاذ می‌شود و قیودی بر آن اعمال می‌شود مانند محدودیت‌های تولید، محدودیت‌های شیب تابع عرضه، محدودیت‌های زمانی ناشی از اینرسی شروع به باردهی یا قطع باردهی⁶⁵، ترافیک‌های خطوط انتقال و نااطمینانی‌های سیستم قدرت.

Pivotal⁶²

⁶³ Improvement Matrix

⁶⁴ State-Space

⁶⁵ Up/Down Times

(Satyaramesh, 2014) برای مسأله‌ی استراتژی پیشنهاد در بازار بایلترا یک بازی محدود و n - بازیکنه و غیرهمکارانه⁶⁶ ارائه می‌دهد. در این روش یک ماتریس برساخته می‌شود از مجموعه‌ای از بردارها که هر بردار حاوی استراتژی‌های خالص ممکن بازیکنان در هر دور بازی است. سپس برای هر مجموعه‌ی استراتژی‌های ممکن سود هر بازیکن به عنوان مطلوبیت وی محاسبه می‌شود. مجموعه‌ی استراتژی‌هایی که به تعادل در بازی منجر می‌شود با استفاده از مفهوم تعادل نش محاسبه شده معرفی می‌شود. محدودیت‌های ژنراتور برای کمی‌ترین و بیشترین ظرفیت تولید در محاسبه‌ی سود وی لحاظ می‌شود. سپس مسأله‌ی دومی مطرح می‌کند که در آن هدف آن است که فاصله‌ی بین پیشنهاد بهینه و هر مجموعه‌ای از استراتژی‌های مخلوط با در نظر گرفتن قیودی کمینه بشود. سپس روش فوق در یک مطالعه‌ی تجربی آزمایش می‌شود.

8.2.4 مدل‌های دیگر نظریه‌ی بازی‌ها

(Vytelingum, Cliff, & Jennings, 2008) یک استراتژی Adoptive-Aggressiveness که بین سود و احتمال برد مناقصه تعادلی برقرار می‌کند، برای بازارهای مناقصه‌های دوگانه‌ی پیوسته⁶⁷ توسعه می‌دهند. سپس بر اساس آن در یک بازی دو جمعیتی⁶⁸ به تحلیل استراتژی پیشنهاد در یک بازار CDA می‌پردازند.

(Contreras, 2002 & de la Torre, Arroyo, Conejo) با فرض تقاضای حساس به قیمت و با هدف بیشینه‌سازی سود و در یک بازار مجتمع و چند دوره‌ای مدلی بر اساس تعادل نش معرفی می‌کند. استراتژی بازیکنان بر اساس داده‌های خروجی از یک فرایند شبیه‌سازی تکرار شونده برای تعادل نش استخراج می‌شود. این استراتژی‌ها با حذف متوالی استراتژی‌های اکیداً مغلوب توسط بنگاه‌های با سود بالاتر به دست می‌آید.

مدل دیگر در برابر مدل تعادل تابع عرضه مدل تعادل تابع پیشنهاد⁶⁹ است که از توسعه‌ی مدل مناقصات چندواحدی به دست می‌آید (von der Fehr & Harbord, 1993). در این مدل با فرض هزینه‌های متفاوت و غیرهمگن برای واحدهای مختلف نیروگاهی یک استراتژی معرفی می‌کند. ولی این مدل فرض می‌کند که اطلاعات کامل درباره‌ی هزینه‌ی نهایی واحدهای تولیدی هر نیروگاه و نیز تقاضا وجود دارد که در عمل فرض بسیار قوی است و این مدل را غیرکارا می‌کند.

⁶⁶ Non-cooperative

⁶⁷ Continuous Double Auction (CDA)

⁶⁸ Two-Population Game

⁶⁹ Bid Function Equilibrium

8.2.5 ایرادها به استراتژی‌های قائم به نظریه‌ی بازی‌ها

ایرادهای وارد به روش‌های نظریه‌ی بازی‌ها را در برساختن استراتژی در تصمیمات اقتصادی می‌توان به دو دسته‌ی قوی و ضعیف تقسیم کرد. دسته‌ی ضعیف را می‌توان در سه استدلال کلی گنجانده که به قرار زیر می‌باشند:

- نظریه‌ی بازی‌ها تحلیل و تعادل ایستا ارائه می‌دهد و فرض می‌کند همه‌ی بازیکنان مانند یکدیگر تحلیل می‌کنند و امکان وجود ارتباط و فضای پویای مذاکرات را در نظر نمی‌گیرد. در مقابل می‌توان گفت بازی‌های غیرهمکارانه و همکارانه، بازی‌های تکرارشونده و فروض عدم تقارن اطلاعات فصل‌های جدیدی از نظریه‌ی بازی‌ها را تشکیل می‌دهند که منجر به فضایی پویا در این مدل‌ها شده است.
- این نظریه مجموعه‌ای از روش‌هایی را ارائه می‌دهد که معمولاً با استفاده از داده‌های مقطعی سطح شرکت‌ها پیش‌بینی دقیقی از تعادل کلی بازار به دست نمی‌دهد. از طرفی می‌توان گفت یک مدل در حالی که بازیکنان با فروض آن مدل بازی نکنند لزوماً در سطح کلان به تعادل کلی در بازار نباید منجر بشود.
- این نظریه فروض قوی‌ای برای عقلایی⁷⁰ بودن بازیکنان در نظر می‌گیرد که در محیط واقعی این فروض غالباً صادق نیستند (Zajac & Bazerman, 1991). در مقابل می‌توان گفت در بسیاری از بازی‌ها فروض ضعیف‌تری از عقلایی بودن برای رسیدن به تعادل باید برقرار باشد. (Brandenburger, 1991) میزان مورد نیاز از فرض عقلایی را برای گونه‌های مختلف تعادل در دسته‌های مختلف از بازی‌ها ارائه می‌دهد. برای مثال فرض اطلاعات مشترک⁷¹ در برابر فرض قوی‌تر اطلاعات همگانی⁷². یا استراتژی‌های جایگزین تعادل نش برای رسیدن به تعادل بازی مثل استراتژی‌های توجیه‌پذیر⁷³. به علاوه می‌توان عواملی را برشمرد که به رسیدن به تعادل‌های پیش‌بینی شده در این نظریه کمک می‌کنند (Camerer, 1991): اول، مذاکره و ارتباط بین بازیکنان⁷⁴ که بازیکنان محتملاً نیات و مطلوبات خود را اعلام می‌کنند و این امر به اشتراک و عمومی شدن اطلاعات و ساختار بازی کمک می‌کند. دوم، انطباق⁷⁵ و یادگیری، در واقع یادگیری از تجربیات گذشته و همراه با بار محاسباتی اندک برای بازیکنان است. نظریه‌ها و

⁷⁰ Rationality

⁷¹ Mutual Knowledge

⁷² Common Knowledge

⁷³ Justifiable Strategies

⁷⁴ Communication

⁷⁵ Adoption

تحقیقات جدید نشان می‌دهند که حتی با حذف فروض اختصاصی و در شرایط کلی با یادگیری نتایج آزمایش‌های تجربی به تعادل‌های پیش‌بینی شده همگرا می‌شود (Milgrom & Roberts, 1991). سوم، تکامل⁷⁶، بیولوژیست با استفاده از مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها رفتار موجودات زنده را در حالت مانای⁷⁷ جمعیت توضیح می‌دهند و نشان می‌دهند که موجوداتی رفتارشان منجر به استبقای نسل می‌شود که از استراتژی‌های پیشنهادی این مدل‌ها استفاده کرده‌اند؛ بنابراین ساختار نظریه‌ی بازی‌ها به صورت طبیعی اتفاق می‌افتد و در بلندمدت می‌توان ادعا کرد که بازیکنانی که از این استراتژی‌های تعادلی القا شده تبعیت نکنند از سیستم حذف خواهند شد.

دسته‌ی دیگر استدلال‌های عمیق‌تر و قوی‌تر هستند که در چهار بخش عمده قرار می‌گیرند (Camerer, 1991: اول، سخت بودن فراگیری و تحلیل‌های نظریه‌ی بازی‌ها. دوم، فرض در این مدل‌ها آن است که بازیکنان بسیار هوشمند عمل می‌کنند و مهم‌تر آن‌که مدل همه‌ی حقایق و اتفاقات را به سادگی توضیح می‌دهد. سوم، تست کردن و آزمایش بسیاری از مدل‌های مطرح شده دشوار و گاهی غیرممکن است. به ایراد چهارم مشکل دانشگاه⁷⁸ گفته می‌شود؛ در نظریه‌ی بازی‌ها مدل‌های محلی⁷⁹ ارائه می‌شوند که قابلیت عمومیت دادن غالباً ندارند.

8.2.6 اثبات وجود استراتژی تعادل در بازار برق

(Aparicio, Ferrando, Meca, & Sancho, 2008) با معرفی یک مدل نامتقارن از تولیدکننده‌ها با توابع تولید نامشخص و محدودیت در ظرفیت تولید و محدودیت در تابع عرضه‌ی پیوسته، و تقاضای ثابت و بی‌کشش و مشخص برای همه‌ی پیشنهاددهندگان، اثبات می‌کنند که در بازارهای برق در حالت مناقصات پیوسته⁸⁰، با فروض جامع فوق، یک تعادل نش مختلط همواره وجود دارد. سپس برای بازار برق اسپانیا و با فرض تابع هزینه‌ی نهایی خطی ولی نامتقارن وجود تعادل نش خالص را اثبات می‌کنند.

8.3 مدل‌های Agent-based

بازارهای برق تجدید ساختار شده برای فروش عمده در انواع مناقصات نیاز به پیشنهادهای قیمت-مقدار توسط تعداد غالباً محدود نیروگاه‌ها دارد و این امر محیطی پویا و بسیار پیچیده را سبب شده

⁷⁶ Evolution

⁷⁷ Steady State

⁷⁸ College Problem

⁷⁹ Local Models

⁸⁰ Continuous Auctions

است. به همین سبب گفته می‌شود که کاربرد ابزارها و الگوریتم‌های آماری و کلاسیک برای تحلیل این پیچیدگی اغلب دشوار و غیرکارآمد خواهد بود (Tsfatsion, Agent-based computational economics: growing economies from the bottom up, 2002). در مدل‌های کارگزارمحور مشارکت‌کنندگان بازار به مثابه تصمیم‌گیرندگانی با توان یادگیری و ترجیحات پیشنهادی و استراتژی‌های متفاوت مدل‌سازی می‌شوند. آن‌ها با استفاده از تجربیات مناقصه‌های دوره‌های گذشته رفتار استراتژیک خود را بهبود می‌بخشند. هر کارگزار با یادگیری از تجربیات خود که در تعامل مستقیم با محیط اتفاق افتاده است استراتژی بهینه برای پیشنهاد شکل می‌دهد (Tsfatsion, Agent-based computational economics: a constructive approach to economic theory, 2006).

یکی از مدل‌های پرکاربرد و رایج در مدل‌های کارگزار محور الگوریتم Q-Learning است که برای حل مسأله‌ی تصمیم‌گیری مارکوف⁸¹ کاربرد دارد در فضایی که اطلاعات پیشینی از محیط و دیگر کارگزاران وجود نداشته باشد (Sutton & Barto, 1998). این الگوریتم برای حل مسأله ابتدا توسط (Watkins, 1989) معرفی شد.

(Rahimiyan & Rajabimashhadi, Supplier's optimal bidding strategy in electricity pay-as-bid auction: comparison of the Q-learning and a model-based approach, 2008) مسأله‌ی استراتژی پیشنهاد تولیدکننده را در یک مناقصه‌ی پرداخت پیشنهاد در صنعت برق تحت رهیافت کارگزارمحور QL و رهیافت مدل‌محور⁸² بررسی می‌کنند. با در نظر گرفتن توابع چگالی مختلف برای قیمت تسویه‌گر بازار، نشان داده می‌شود که رهیافت QL می‌تواند یک استراتژی بهینه را برای تولیدکننده همراه داشته باشد. به علاوه در همه‌ی حالات و با افزایش توالی و دوره‌های یادگیری، نتایج و استراتژی‌های رهیافت فوق بر رهیافت مدل‌محور منطبق می‌شود. یادگیری در این رهیافت از طریق رفتار رقبا و دیگر پارامترهای مؤثر در سیستم قدرت انجام می‌گیرد و با تغییر این پارامترها استراتژی تولید کننده متفاوت خواهد شد.

(Sheble, 2001) یک الگوریتم ژنتیک⁸³ برای بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد تولیدکننده در مناقصه‌های دو سویه معرفی می‌کند که در آن بازیکنان با تغییر عمدی استراتژی سعی در ایجاد ناپایداری اقتصادی در بازار و از این طریق کنترل قیمت‌ها دارند.

⁸¹ Markov Decision Problem

⁸² Model-based

Genetic Algorithm (GA)⁸³

(Wen & David, A genetic algorithm based method for bidding strategy coordination in energy and spinning reserve markets, 2001) مونت کارلو⁸⁴ و الگوریتم ژنتیک بهبودیافته برای دو بازار انرژی و بازار ذخیره یک مدل پیشنهاد معرفی می‌کنند. هر تولیدکننده با در نظر داشتن رفتار احتمالی رقبای دیگر، و این فرض که دو بازار به طور مستقل تسویه بشود، و این امر که توابع عرضه‌ی خطی پیشنهاد داده شود، ضرایب شیب توابع عرضه‌ی خود را به نحوی انتخاب می‌کند که مجموع سود وی در هر دو بازار بیشینه شود.

8.4 مدل‌های هایبرید

در این دسته از مدل‌ها دو یا چند رهیافت معمول در حل مسأله ادغام می‌شود و رهیافت خلاقانه‌ی جدیدی بر ساخته می‌شود. (Yamin & Shahidehpour, 2003) با ترکیب یک مدل LR و یک مدل GA یک مدل هایبرید معرفی می‌کنند که با معرفی نحوه‌ی اتخاذ برنامه‌ی تولیدی برای واحدها، یک مدل برای پیشنهاد در مناقصه‌ها ارائه می‌دهد. نشان می‌دهند که این الگوریتم جدید از الگوریتم‌های سنتی برنامه‌های تولید و نیز الگوریتم LR برای افزایش سود واحد بهتر عمل می‌کند. با در نظر داشتن محدودیت‌های ترافیک انتقال، محدودیت سوخت و محدودیت تولید آلاینده‌های محیطی ناشی از سوختن سوخت، یک الگوریتم آزادساز لاگرانژی بهبود یافته⁸⁵ برای حل مسأله به کار گرفتند. شیب تابع عرضه در مدل آن‌ها مستقل از پیش‌بینی قیمت و توان خروجی می‌باشد.

(Sueyoshi, 2009) با تلفیق دو روش کارگزارمحور و نظریه‌ی بازی‌ها یک استراتژی همکارانه بین کارگزاران فراگیرنده در یک فضای پویا برای مدل‌سازی بحران صنعت برق در کالیفرنیا در سال‌های 2000 و 2001 به کار می‌گیرد. یادگیری کارگزاران بازار از دو کانال اتفاق می‌افتد: یکی تغییرات پویای بازار و دیگری همکاری با دیگر مشارکت‌کنندگان. نشان می‌دهند که سرعت یادگیری کارگزاران با افزایش دامنه‌ی تغییرات متغیرها در بازار به شدت کاهش می‌یابد.

در ادبیات موضوع مدل‌های متفاوت دیگری نیز در این گروه پیشنهاد شده است (Kumar, Pasha, & Ghodsi & (Reddy, Subramanyam, & Surya Kalavathi, 2013) & Kumar, 2010) (Zakerinia, 2012).

Monte Carlo Simulation⁸⁴

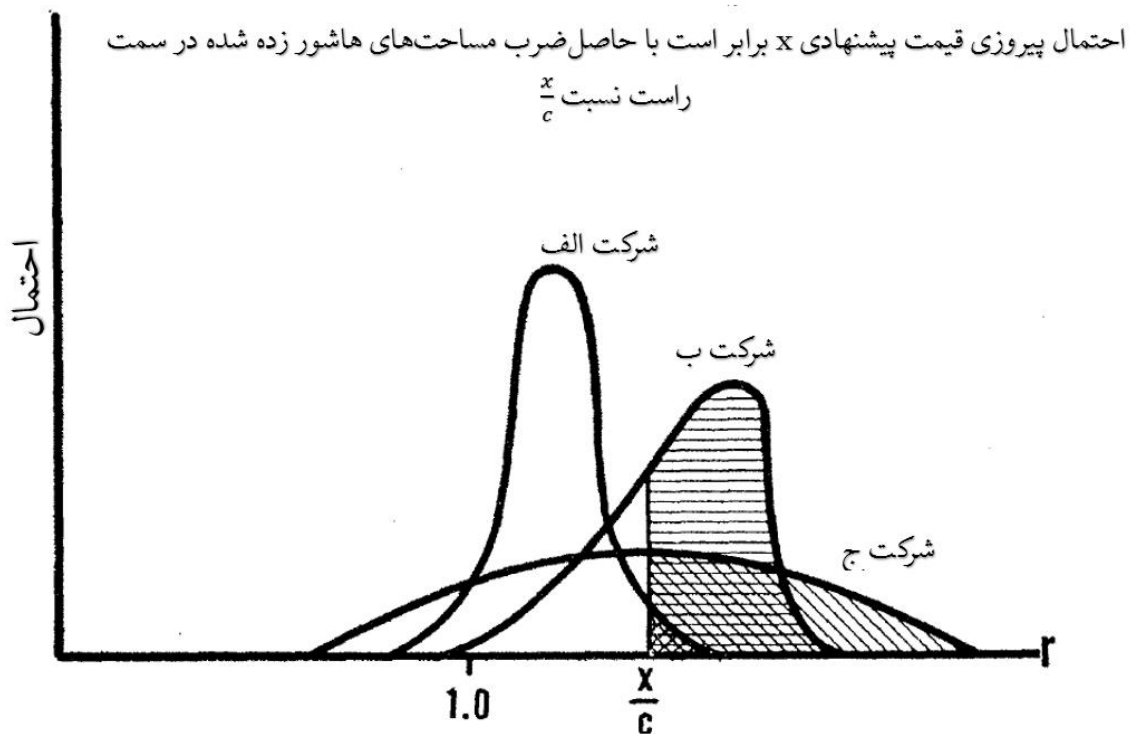
⁸⁵ Augmented Lagrangian Relaxation Algorithm

9 روش‌های محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه

در غالب روش‌های تصمیم‌محور⁸⁶ روشی برای محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه و اختصاص بار برای تولید واحدهای ژنراتوری معرفی می‌شود که برای محاسبه‌ی سود انتظاری به عنوان تابع هدف بهینه‌سازی برای پیشنهاد استراتژیک به کار می‌رود. هر چند در این تحقیق از این روش استفاده نمی‌شود ولی مروری بر چند روش خالی از فایده نخواهد بود. برای مثال، (Swider & Weber, 2007) برای مناقصه‌های پرداخت پیشنهاد با فرض این‌که تنها یک تولیدکننده رفتار استراتژیک دارد و پیشنهاد دیگران را می‌توان بر اساس یک تابع توزیع احتمال از قیمت‌های بازار در نظر گرفت یک تابع واکنش برای استراتژی وی طراحی می‌کنند که از استراتژی بیزین تبعیت می‌کند. در واقع آن‌ها احتمال پیروزی را بر اساس تابع پیشنهاد دیگران بنا می‌نهند که خود از برساختن تابع توزیع احتمال بر اساس داده‌های قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار در دوره‌های قبل به دست آمده است.

یکی از روش‌های محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه با مطالعه‌ی نحوه‌ی پیشنهاد قیمت شرکت‌های رقیب در مناقصات دوره‌های گذشته است (Friedman, 1956). مثلاً شرکت رقیب الف را در نظر بگیریم. بر اساس قیمت‌های پیشنهادی این شرکت و نیز تخمین هزینه‌های آن شرکت (c) می‌توانیم برای نسبت قیمت پیشنهادی به هزینه‌های تخمینی یک توزیع به دست بیاوریم. حال اگر به فرض قیمت x را به عنوان قیمت پیشنهادی ارائه بدهیم و با در نظر گرفتن تکرار استراتژی گذشته توسط شرکت الف – که با نبودن اطلاعات اضافی بهترین تخمین است. – ناحیه‌ی سمت راست $\frac{x}{c}$ برابر احتمال پایین‌تر بودن قیمت پیشنهادی ما از شرکت الف و پیروزی ما در مناقصه می‌باشد. چون برای همه‌ی شرکت‌های شرکت‌کننده در مناقصه این احتمال مستقل است بنابراین احتمال کل برابر حاصل ضرب این احتمال‌ها می‌باشد. در شکل 5 – نحوه‌ی محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه با دانستن شرکت‌های رقیب و بر اساس داده‌های گذشته‌ی پیشنهاد قیمت و تخمین هزینه‌ها؛ منبع: مساحت‌های مزبور هاشور زده شده‌اند.

⁸⁶ Decision-based Methods



شکل 5- نحوه‌ی محاسبه‌ی احتمال پیروزی در مناقصه با دانستن شرکت‌های رقیب و بر اساس داده‌های گذشته‌ی پیشنهاد قیمت و تخمین هزینه‌ها؛ منبع: (Friedman, 1956)

(Luh, 1999 & Zhang, Wang) با استفاده از داده‌های پیشنهاد قیمت بازار بر اساس مناقصات گذشته یک توزیع احتمال برای نحوه‌ی پیشنهاد دیگران به دست می‌آورند که به صورت J دسته پیشنهاد قیمت به فرم زیر است:

$$B^j = \{a_l^j, b_l^j, p_{Ml}^j, l = 1, 2, \dots, L\}, j = 1, 2, \dots, L.$$

که $\{a_l^j, b_l^j, p_{Ml}^j, l = 1, 2, \dots, L\}$ یک توزیع احتمال گسسته برای پیشنهاد قیمت با ضرایب هزینه‌ی a_l^j, b_l^j و در سطح تولید p_{Ml}^j است و برای هر دسته از پیشنهادها یک احتمال p^j نسبت می‌دهند که مجموع این احتمال‌ها برابر 1 خواهد بود.

10 محدودیت تعداد پله‌ها در استراتژی پیشنهاد

(Fabra, von der Fehr, & Harbord, 2006) نشان دادند که در یک بازار با دو تولید کننده و تابع تقاضای شناخته شده و متعین و کاملاً بی‌کشش و هزینه‌های نهایی تولید متفاوت با حرکت از یک تابع پیوسته برای پیشنهاد به تابع گسسته با تعداد پله‌ی محدود برای واحدهای تولید مستقل از نوع مناقصه عملکرد بازار بهبود می‌یابد و نیز این عملکرد به تعداد پله‌های مجاز در تابع عرضه بستگی ندارد

ولی باید محدود باشد. هرچند محدودیت تعداد پله‌ها فرصت‌های پیشنهاددهنده را محدود می‌کند ولی در تعادل هرچند بازیکنان-پیشنهاددهندگان مجاز باشند ولی ترجیح می‌دهند تفاوت چندانی بین قیمت‌های پیشنهادی خود ندهند. در حالتی که تابع تقاضا به قیمت حساسیت پیدا نکند یعنی باکشی بشود قیمت‌ها در یک مناقصه‌ی تبعیضی کاهش پیدا می‌کند و به همین ترتیب پرداختی به تولیدکنندگان و عملکرد بازار بهتر می‌شود.

11 بهینه‌سازی پیشینی⁸⁷ و پسینی⁸⁸

(Hortacsu & Puller, 2008) با تحلیل رفتار شرکت‌های پیشنهاددهنده‌ی قیمت در بازار برق تگزاس به صورت پسینی یک چهارچوب⁸⁹ تئوری برای پیش‌بینی استراتژی شرکت‌ها ارائه می‌دهند و نشان می‌دهند که شرکت‌های با ظرفیت تولید و سهم بازاری بالا بیشتر از این چهارچوب تئوری تبعیت می‌کنند. آن‌ها نااطمینانی‌ها را در تابع عرضه‌ی شرکت‌ها به صورت جابجایی‌های موازی در نظر می‌گیرند و نشان می‌دهند که با حذف این فرض ساده‌سازی برای نااطمینانی‌های صرفاً موازی بهینه‌سازی پیشینی در تابع سود انتظاری لزوماً نتایج بر نقاط استراتژی‌های قیمت-مقدار بهینه‌ی پسینی منطبق نمی‌باشد. یعنی تحلیل بر اساس داده‌های پسینی شرکت‌ها لزوماً نشان‌گر رفتار آن‌ها به صورت پیشینی برای بهینه‌سازی سود نیست.

(Wang & zender, 2002) نشان می‌دهند در مناقصه‌های پرداخت پیشنهاد و در حالت بهینه‌سازی پسینی همواره بهینه آن است که همه‌ی پیشنهادها در یک قیمت صورت پذیرد، مستقل از تقاضا و شوک‌های آن؛ از طرفی همانند مدل برتراند این امر در حالتی صادق است که محدودیت عرضه وجود نداشته باشد و یا در صورت وجود توسط تقاضا این محدودیت وقوع نیابد⁹⁰ و از طرف دیگر هزینه‌های نهایی ثابت باشند.

12 قدرت بازار⁹¹

هنگامی که تولیدکننده از طریقی —مثل پیشنهاد قیمت— مقدار، محدود کردن عرضه— بخواهد قیمت بازار را تغییر دهد یا روی قیمت بازار تأثیر بگذارد، و بتواند در بازه‌ی قابل توجهی از زمان قیمت را در سطحی بالاتر از سطح رقابت کامل نگه دارد گفته می‌شود که دارای قدرت بازار است (Green,

⁸⁷ Ex ante

⁸⁸ Ex post

⁸⁹ Benchmark

⁹⁰ Non-binding Constraints

⁹¹ Market Power

(Neuhoff, & Twomey, 2004). بازارهای برق تجدید ساختار شده به سمت رقابت‌های انحصار چندجانبه حرکت می‌کنند و این امر به دلیل مشخصه‌های ماهوی ساختار این بازار است: تعداد محدود نیروگاه‌ها، نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه در ابعاد بزرگ که مانعی برای ورود آزاد به بازار برق است، محدودیت‌های خطوط انتقال که باعث می‌شود مصرف‌کننده‌ها و خریداران به تعداد محدودتری از نیروگاه‌ها برای خرید دسترسی داشته باشند، و تلفات قابل توجه خطوط انتقال که باعث می‌شود خریداران نیروگاه‌های در فاصله‌های زیاد را برای خرید در نظر نگیرند. به طور کلی‌تر می‌توان گفت وجود ناکاملی‌ها در بازار منجر به ایجاد و امکان اعمال قدرت بازار توسط تولیدکننده‌ها می‌شود. معیارهای متفاوتی برای محاسبه‌ی قدرت بازاری و نیز تشخیص وجود و عدم وجود قدرت بازاری و بر اساس آن، تعیین نوع بازار بر مبنای رقابتی یا انحصاری تعریف شده است. در این تحقیق، ما از دو معیار برای تعیین قدرت بازار استفاده می‌کنیم که هر یک در زیربخش‌های ادامه معرفی می‌شوند.

12.1 شاخص HHI^{92}

این شاخص، که توسط (Hirschman, 1964) معرفی می‌شود، به طور کلاسیک توسط سیاست‌گذاران برای توصیف ساختار رقابتی و انحصاری بازار به کار می‌رود و تمرکز بازاری را اندازه‌گیری می‌کند. در حالت عمومی این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$HHI = \sum_{i=1}^N \left[\frac{P_i^{max}}{\sum_{i=1}^N P_i^{max}} \cdot 100 \right]^2$$

که در آن P_i^{max} ظرفیت نصب شده‌ی تولیدکننده-نیروگاه i ام است. بنابراین عبارت داخل براکت برابر است با درصد ظرفیت وی از کل ظرفیت نصب شده‌ی بازار. گفته می‌شود این شاخص یک شاخص ایستای پیشینی است که قابلیت آن را ندارد به طور کامل تمرکز واقعی بازار و پیشنهادهای پویای تولیدکنندگان را انعکاس بدهد (Borenstein, Bushnell, & Knittel, Market power in electricity markets: beyond concentration measures., 1998). به همین دلیل این شاخص به صورت زیر بازبینی می‌شود (Nanduri & Das, 2009):

$$HHI = \sum_{i=1}^N [Q_i \cdot 100]^2$$

⁹² Hirschman Herfindahl Index

که در آن Q_i سهم بازاری تولیدکننده‌ی i ام از تغذیه‌ی تقاضا در یک دوره‌ی مشخص است. در واقع میزان تقاضا و توان اختصاص داده شده⁹³ به وی در مناقصه در یک دوره می‌باشد و به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$Q_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^N [V_i]}$$

که V_i میزان توان فروخته شده توسط تولیدکننده‌ی i ام در دوره‌ی مزبور است.

مقدار این شاخص بین $\frac{100}{N}$ (رقابت کامل) و 10000 (قدرت بازار مطلق) تغییر می‌کند. برای مقادیر زیر 1000 بازار رقابتی تلقی می‌شود (انحصار رقیق)؛ برای مقادیر بین 1000 تا 1800 بازار انحصار چندجانبه‌ی عادی به شمار می‌رود و برای مقادیر بالای 1800 بازار غیررقابتی شمرده می‌شود (Leeprechanon, David, Moorthy, Brooks, & Nealand, 2002).

12.2 شاخص RSI^{94}

یک شاخص تجربی برای سنجش تولیدکننده‌های کلیدی و اصلی⁹⁵ است (Sheffrin, 2004) و برای تحلیل‌های بازنگری در قدرت بازار مفید است. این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$RSI_i = \frac{\sum_{j=1; j \neq i}^N Q_j}{D}$$

که در آن صورت میزان تولید برای همه‌ی تولیدکنندگان بازار جز تولیدکننده‌ی i ام است و D تقاضای کل شبکه در یک دوره‌ی مناقصه‌ی معین است. مقدار این شاخص عددی بین صفر تا یک است. اگر صفر باشد بازار انحصار دوجانبه است و تولیدکننده‌ی i ام تنها تولیدکننده‌ی بازار است. اگر یک باشد تولیدکننده‌ی i ام در بازار سهمی ندارد و قدرت بازاری نیز ندارد. با کاهش این مقدار از یک به سمت صفر بر قدرت بازاری تولیدکننده‌ی i ام افزوده می‌شود. اگر به جای Q_j در رابطه‌ی فوق ظرفیت نصب را قرار بدهیم می‌توانیم از این شاخص در حالت‌های پیشینی و پسینی در تحلیل قدرت بازاری یک تولیدکننده نیز استفاده بکنیم (Dotoli, Epicoco, Falagario, Sciancalepore, & Costantino, 2014).

⁹³ Dispatched Power

⁹⁴ Residual Supplier Index

⁹⁵ Pivotalness

13 طرح مسأله

با این که مدل تعادل تابع عرضه فرض می کند پیشنهاددهندگان می توانند یک تابع عرضه پیوسته را ارائه بدهند ولی در واقعیت، بر اساس قوانین بازار، توابع پیشنهاد به صورت تک پله ای یا چندپله ای باید باشد. به علاوه، محدودیت در بازه ی پیشنهاد قیمت و به بیان دیگر وجود قیمت سقف برای پیشنهاد، حداقل طول بازه های قیمتی و حداقل طول بازه های مقداری نیز در بازارهای مختلف توسط قوانین بازار اعمال می شود. در جدول 1 برخی از این محدودیت ها برای بازارهای برق نشان داده شده است.

جدول 1- محدودیت در تابع عرضه در بازارهای مختلف برق در جهان. منبع: (Holmberg & Newbery, 2010).

بازار	بیشینه ی تعداد پله	قیمت سقف	بیشینه ی طول بازه ی قیمت	بیشینه ی طول بازه ی مقدار (MWh)
Nord Pool	64 (پله به ازای هر پیشنهاددهنده)	$5000 \frac{NOK}{MWh}$	$0.1 \frac{NOK}{MWh}$	0.1
ERCOT	40 (پله به ازای هر پیشنهاددهنده)	$1000 \frac{\$}{MWh}$	$0.01 \frac{\$}{MWh}$	0.01
PJM	10 (پله به ازای هر ژنراتور)	$1000 \frac{\$}{MWh}$	$0.01 \frac{\$}{MWh}$	0.01
NETA (UK)	5 (پله به ازای هر ژنراتور)	$9999 \frac{\pounds}{MWh}$	$0.01 \frac{\pounds}{MWh}$	0.001
Spain intra-day market	2 (پله به ازای هر ژنراتور)	محدودیت سقف درآمد سالانه	$0.01 \frac{\pounds}{MWh}$	0.1

(Green & Newbery, 1992) به مدل سازی تابع عرضه پیوسته برای پیشنهاد قیمت می پردازند و خاطرنشان می کنند که این سؤال که آیا ارائه ی یک تابع پیوسته برای استراتژی تفاوت معناداری خواهد کرد با حالتی که پیشنهاددهندگان توابع پله ای را برای عرضه ارائه بدهند، می تواند موضوع تحقیقی جداگانه باشد.

در بازار برق ایران محدودیت تعداد پله به ازای هر پیشنهاددهنده برقرار است: ده پله حداکثر تعدادی است که یک پیشنهاددهنده در بازار روز آینده می تواند ارائه بدهد. حال سؤال این است که با در نظر

گرفتن استراتژی پیشنهاد برای بهینه‌سازی سود، ارائه‌ی تابع عرضه‌ی تک‌پله‌ای در مقایسه با استفاده از حداکثر محدوده‌ی مجاز و ارائه‌ی تابع عرضه در ده پله به صورت پیشینی بهینه‌تر است یا نه. این مسأله را می‌توان به این صورت دید که در حالتی که تولیدکننده یا پیشنهاددهنده در چند پله پیشنهاد قیمت بدهد مانند آن است که یک تولیدکننده چند ژنراتور داشته باشد و مجاز باشد برای هر ژنراتور یک تک‌پله پیشنهاد بدهد (Gana, Wanga, & Bourcierb, 2005).

در این تحقیق فرض می‌شود تقاضا مشخص است. به این صورت که کارگزار مستقل سیستم در ابتدا مقدار تقاضا را معین و اعلام می‌کند و سپس تولیدکنندگان قیمت‌های خود را پیشنهاد می‌دهند. بنابراین تقاضا کاملاً بی‌کشش است. نیز فرض می‌شود محدودیت عرضه وجود ندارد و در هر دور بازی همواره عرضه‌ی کل بیشتر از تقاضای کل است جهت ساده‌سازی محدودیت زمان‌های مورد نیاز برای شروع به باردهی و پایان باردهی در نظر گرفته نمی‌شود. همچنین حالت‌های خاص مانند تولید توان بدون بار نیز خارج از محدوده‌ی این تحقیق است. فرض می‌شود بازاری برای رزرو توان وجود ندارد و تنها بازار موجود بازار روز آینده برای فروش انرژی الکتریکی است. همچنین برای ساده‌سازی امکان قراردادهای فوروارد و آینده نیز در نظر گرفته نمی‌شود. البته با آزادسازی هر یک از این فروض ساده‌سازی امکان توسعه‌ی مدل برای تحقیقات بعدی وجود دارد.

14 انگیزه‌ی تحقیق

از مهم‌ترین اهداف قانون‌زدایی در بازارهای برق افزایش کارایی بازار و حرکت به سمت یک بازار رقابتی‌تر و افزایش رفاه اجتماعی است. از طرف دیگر به دلیل خصائص ماهوی بازار برق که در بخش 12 ذکر آن رفت، یک بازار انحصار چندجانبه داریم. اهمیت موضوع این تحقیق را از دو نظرگاه می‌توان مطرح کرد: یکی از جهت قانون‌گذاران بازار و دیگری تولیدکننده. برای تولیدکننده استفاده از ده‌پله در تابع عرضه ریسک پیروزی در مناقصه را برای واحدهای نیروگاهی با قیمت‌های بالاتر را افزایش می‌دهد و از طرف دیگر به ازای همان واحدهای با قیمت بالاتر در صورت اختصاص داده شدن ظرفیت تأمین تقاضا پس از تسویه‌ی بازار به آن‌ها، سود بیشتری کسب خواهد کرد. پس اتخاذ استراتژی مناسب برای یک پله یا استفاده از سقف پله‌ها در بازار می‌تواند در سودآوری نیروگاه مؤثر باشد و به همین جهت مطرح کردن این سؤال اهمیت وافر در صنعت برق پیدا می‌کند. از طرف دیگر تحلیل بازار بر مبنای تعادل یافته شده در این مدل و این‌که فروشندگان برق بر مبنای این مدل، بهینه رفتار می‌کنند یا خیر، خود می‌تواند جزو ناقصی‌های بازار باشد که بتواند با اتخاذ یک استراتژی بهینه سودآوری تولیدکننده را افزایش بدهد.

تعیین استراتژی بهینه در پیشنهاد قیمت - مقدار و در این جا پاسخ به سؤال نحوه‌ی پیشنهاد قیمت در چند پله، می‌تواند روی روند قیمت‌ها در بازار و حرکت بازار به سمت یک بازار رقابتی و یا انحصاری تأثیرگذار باشد و نیز دوره‌های نوسانات قیمت و نیز قدرت بازاری را تحت تأثیر قرار بدهد. از این جهت برای قانون‌گذاران تعیین نحوه‌ی پیشنهاد قیمت، به صورت تابع پیوسته یا گسسته و نیز بیشترین تعداد پله‌های مجاز برای هر تولیدکننده، برای کنترل بازار و رسیدن به هدف اصلی که حرکت به سمت بازار رقابتی‌تر است اهمیت وافری دارد.

15 روش و رهیافت حل مسأله

برای یک بنگاه جهت حداکثرسازی سود پیش‌بینی دقیق و بدون خطای کلیه‌ی متغیرهای مسأله ایده‌آل است. پیش‌بینی عرضه‌ی دیگر تولیدکنندگان و رقبا و در برخی مسائل پیش‌بینی میزان تقاضا به طور دقیق می‌تواند در تعیین تابع پیشنهاد قیمت بهینه کارا باشد. ولی در دنیای واقعی علاوه بر نااطمینانی‌ها در پیش‌بینی مقادیر و پارامترها امکان پیش‌بینی و محاسبه‌ی همه‌ی متغیرها و پارامترهای مؤثر در مسأله وجود ندارد. به همین دلیل با استفاده از رفتار گذشته‌ی بازار یک متغیر را برای پیش‌بینی و تحلیل انتخاب می‌کنند. در مناقصات می‌تواند پیش‌بینی تقاضا باشد و یا قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار. برای مثال در قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار هم اطلاعات مربوط به تقاضا موجود است و هم عرضه؛ هرچند به دلیل عدم توانایی در تفکیک رفتار یک بنگاه خاص در بازار توان تحلیلی پایینی دارد. در مدل تعادل تابع عرضه، این متغیر مورد بررسی و پیش‌بینی که انتظار داریم اطلاعات بازار را در خود ذخیره کرده باشد و در عین حال برای یک بنگاه مورد بررسی در مسأله کارایی و فایده داشته باشد، تقاضای باقیمانده⁹⁶ است. تقاضای باقیمانده برابر است با تقاضای بازار در یک ساعت مشخص که بنگاه i ام با آن روبروست؛ یعنی کل تقاضای بازار منهای عرضه‌ی دیگر تولیدکنندگان پس از تسویه‌ی بازار. در این تابع هم اطلاعات کامل مربوط به نحوه‌ی پیشنهاد قیمت تولیدکنندگان دیگر و هم اطلاعات تقاضا نهفته است و می‌تواند معیار خوبی برای تحلیل و سنجش بازار و نحوه‌ی پیشنهاد قیمت باشد.

با پیش‌بینی تابع تقاضای باقیمانده به یک مسأله‌ی بهینه‌یابی کلاسیک می‌رسیم. برای درک ساختار عملکرد تعادل تابع تقاضا در ابتدا فرض کنیم هیچ گسستگی وجود ندارد و نیروگاه‌ها می‌توانند به صورت توابع پیوسته پیشنهادهای خود را بدهند. جهت ساده‌سازی فرض کنیم دو بنگاه داریم و در دو دوره‌ی

⁹⁶ Residual Demand

قبلی با پیشنهادهای قیمت، تحت هر نوع بهینه‌سازی، بازار تسویه شده است. در هر دو دوره برای تسویه بازار باید داشته باشیم:

$$D(p, t) = S_i(p, t) + S_j(p, t)$$

تابع تقاضایی که بنگاه i ام با آن روبرو می‌شود، همان تقاضای باقیمانده‌ی وی می‌باشد:

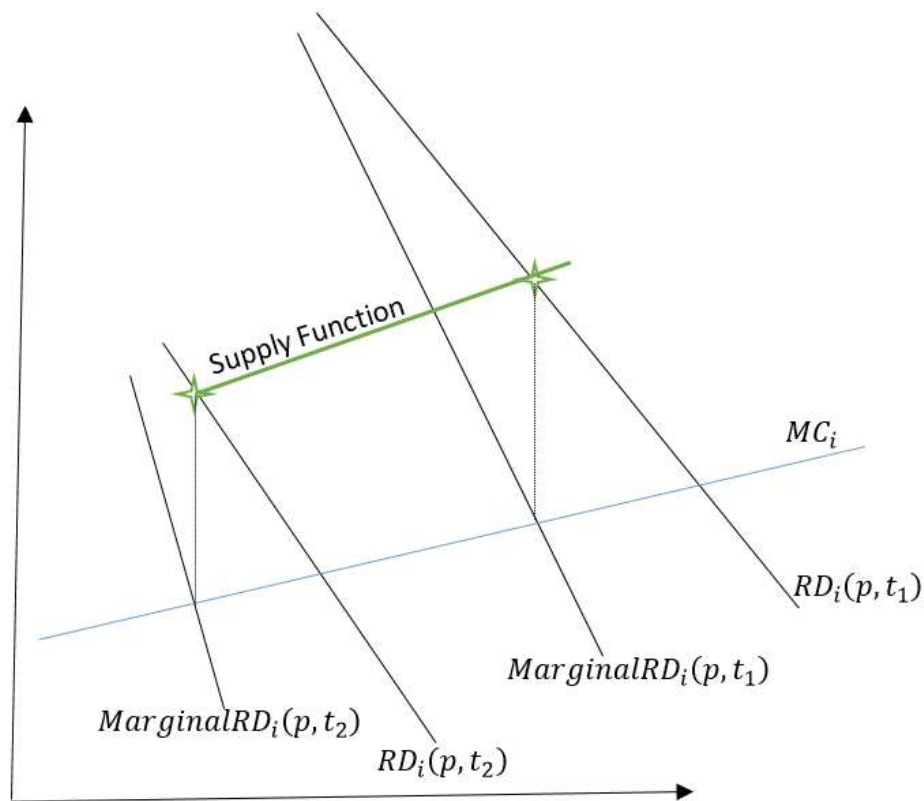
$$RD_f(p, t) = D(p, t) - S_{-f}(p, t) \quad , t = 1, 2 \quad , f = i, j$$

که در آن $S_{-f}(p, t)$ عرضه‌ی تمامی دیگر نیروگاه‌هاست به غیر از نیروگاه f ام. بنابراین مسأله‌ی بهینه‌سازی وی با فرض شناسایی تابع فوق برای هر دوره به صورت زیر خواهد بود:

$$\psi_1:$$

$$\max p. RD_f(p, t) - C_f(RD_i(p, t)) \quad f = i, j$$

فرض کنیم در دو دوره‌ی برگزاری مناقصه تقاضا متفاوت بوده یا عرضه‌ی قیمت بنگاه دیگر متفاوت بوده به نحوی که تقاضای باقیمانده برای بنگاه i ام متفاوت از دوره‌ی قبلی باشد. طبق تعادل تابع عرضه، حل مسأله‌ی بهینه‌سازی فوق برای هر دو دوره و در نظر گرفتن این فرض که بهترین تخمین از تابع تقاضای باقیمانده‌ی امروز همان تابع تقاضای باقیمانده‌ی دوره‌های قبلی است، در این صورت بهترین تابع عرضه برای پیشنهاد قیمت در مناقصه‌ی دوره‌ی سوم تابعی است که نقاط بهینه‌ی دوره‌های قبلی را به هم متصل می‌کند. این روند در شکل 6 توضیح داده شده است.



شکل 6- نحوه‌ی عملکرد تعادل تابع عرضه

این تعادل را می‌توان به صورت یک تعادل نش بیزی تصور کرد. در واقع هر کدام از توابع تقاضای باقیمانده‌ای که بازیکن i ام با آن روبرو می‌شود یک حالت⁹⁷ از بازی را مشخص می‌کند و پیشنهاددهنده می‌تواند براساس تجربیات دوره‌های گذشته به هر حالت بازی یک احتمال نسبت بدهد. در مثال فوق هر کدام از توابع تقاضای باقیمانده احتمال $\frac{1}{2}$ برای وقوع دارند.

در قدم بعدی برای رسیدن به راهکار حل مسأله، فرض می‌کنیم که تولیدکنندگان مقید باشند توابع عرضه‌ی خود را به صورت تک‌پله‌ای پیشنهاد بدهند. در این صورت تنها متغیر مورد بررسی برای مسأله قیمت پیشنهادی است. البته با در نظر داشتن این فرض که بیشینه‌ی ظرفیت تولید نیروگاه محدودیتی برای وی در پیشنهاد قیمت و تأمین تقاضا ایجاد نمی‌کند. در غیر این صورت مسأله یک قید اضافی خواهد داشت. پس می‌توان در این حالت مسأله را به صورت زیر بنویسیم:

$$\psi_2:$$

⁹⁷ State

$$\max p. \left(RD_f(p, t_1) + RD_f(p, t_2) \right) - C_f \left(RD_f(p, t_1) + RD_f(p, t_2) \right) \quad f = i, j$$

$$s. t. \quad RD_f(p, t_1) \leq P_{max}$$

$$RD_f(p, t_2) \leq P_{max}$$

که P_{max} بیشینه‌ی ظرفیت تولید نیروگاه است. اگر استفاده از داده‌های گذشته برای پیش‌بینی آینده را کارآمد فرض کنیم آن‌گاه با حل مسأله‌ی فوق می‌توانیم به مقدار قیمت بهینه که همان تابع عرضه برای دوره‌ی سوم است برسیم.

فرض فوق را به این شکل تغییر می‌دهیم که پیشنهاددهندگان بتوانند توابع عرضه را در دوپله پیشنهاد بدهند. همچنان با داشتن فرض برابری احتمال توابع تقاضای باقیمانده در دو دوره‌ی قبلی مسأله را به صورت کلی زیر می‌توان تغییر داد:

$$\psi_3:$$

$$\max \left\{ \rho^f(p, P) \cdot RD_f(\rho^f(p, P), t_1) - C_f \left(RD_f(\rho^f(p, P), t_1) \right) \right\} \cdot \alpha(t_1) \\ + \left\{ \rho^f(p, P) \cdot RD_f(\rho^f(p, P), t_2) - C_f \left(RD_f(\rho^f(p, P), t_2) \right) \right\} \cdot \alpha(t_2)$$

$$\alpha(t_1) = \alpha(t_2) = 0.5$$

$$\rho^f(p, P) = p_k^f \text{ if } P_{k-1}^f \leq P < P_k^f$$

$$P_k^f \leq P_{max}$$

$$\text{and for } k = 1, 2, f = i, j$$

که در آن $\rho^f(p, P)$ تابع قیمت پیشنهادی توسط تولیدکننده-پیشنهاددهنده‌ی f ام برای محدوده‌ی مشخصی از تولید، p_k^f پله‌ی k ام از قیمت عرضه‌ی پیشنهاددهنده‌ی f ام برای وقتی که مقدار انرژی پیشنهادشده در آن قیمت (P) بین دو مقدار P_{k-1}^f و P_k^f و هر دو بر حسب واحد (MWh) باشد و $RD_f(\rho^f(p, P), t_1)$ مقدار اختصاص داده شده به تولید برای نیروگاه از طریق تابع تقاضای باقیمانده‌ی وی در زمان t_1 است. K تعداد پله‌هاست که در این مرحله دو تا فرض شده و f نشان‌گر تولیدکننده و $\alpha(t_n)$ وزن در نظر گرفته شده برای تابع تقاضای باقیمانده‌ی دوره‌ی t_n در تخمین مورد نظر ماست. پاسخ مسأله‌ی ψ_3 را اگر در تابع سود پیشنهاددهنده قرار بدهیم مقدار سود بهینه $\pi(\psi_3)$ به دست می‌آید. به‌طور مشابه برای مسأله‌ی ψ_2 مقدار سود بهینه $\pi(\psi_2)$ را خواهیم داشت. با مقایسه‌ی

این دو سود می‌توانیم بگوییم که افزایش تعداد پله در تابع عرضه‌ی پیشنهاددهنده، از یک پله به دو پله، باعث افزایش سود وی شده است یا خیر.

مسئله را به حالت کلی‌تر برای n پیشنهاددهنده و برای حالتی که T دوره‌ی قبلی مناقصه انجام شده است می‌توانیم به همان شکل فوق مدل‌سازی بکنیم. در حالت کلی‌تر می‌توانیم محدودیت تعداد پله‌ها را در تابع تقاضا K در نظر بگیریم. خواهیم داشت:

ψ_4 :

$$\max \sum_{i=1}^T \left\{ \rho^f(p, P) \cdot RD_f(\rho^f(p, P), t_i) - C_f(RD_f(\rho^f(p, P), t_i)) \right\} \cdot \alpha(t_i)$$

$$\rho^f(p, P) = p_k^f \text{ if } P_{k-1}^f \leq P < P_k^f$$

$$P_k^f \leq P_{max}$$

and for $k = 1:K$

و در حالت خاص که وزن برابر برای توابع تقاضای باقیمانده‌ی دوره‌های قبل در نظر بگیریم داریم:

$$\alpha(t_i) = \frac{1}{T}$$

بنابراین با حل مسئله‌ی فوق به صورت نامقید و به ازای مقادیر مختلف K ، از یک پله تا ده پله که سقف پله‌ها می‌باشد، و محاسبه‌ی سود برای هر مسئله‌ی جداگانه، می‌توانیم نتیجه بگیریم که آیا با افزایش تعداد پله‌ها در تابع عرضه، پیشنهاددهنده می‌تواند سود بیشتری کسب بکند یا خیر.

برای رسیدن به شهودی بهتر نسبت به مسئله، ابتدا ψ_4 را در حالت $K = 1$ و برای بنگاه اول ($f = 1$) در نظر می‌گیریم. فرض می‌کنیم که ظرفیت بنگاه محدود بوده و تابع هزینه‌ی نهایی نیروگاه در مقادیر تولید بالاتر از ظرفیت شیب شدید پیدا می‌کند. بنابراین یک قید به مسئله اضافه می‌شود. مسئله در حالت جدید به شکل زیر نوشته می‌شود:

ψ_5 :

$$\max \sum_{i=t_{m+1}}^{t_z} \left\{ p \cdot RD_f(p, t_i) - C_f(RD_f(p, t_i)) \right\} \cdot \alpha(t_i) \rightarrow p_{\psi_5}$$

s. t.

$$\forall i \ni 1 \leq i \leq z \quad RD_f(p, t_i) \leq P_{max}$$

$$t_1 \leq t_z \leq t_T$$

حال برای افزایش تعداد پله‌ها به $K = 2$ ، صفحه را به دو قسمت یکسان تقسیم می‌کنیم و توابع تقاضای باقیمانده را بر حسب موقعیت مرکز هندسی آن‌ها در دو نیم‌صفحه به دو دسته تقسیم می‌کنیم. فرض کنیم تابع تقاضای باقیمانده‌ی دوره‌ی t_m ($t_1 \leq t_m \leq t_T$) آخرین در نیم‌صفحه‌ی راست باشد. حال برای هر نیم‌صفحه یک تابع عرضه‌ی تک‌پله‌ای بر اساس بهینه‌سازی زیر پیدا می‌کنیم:

$$\psi_6:$$

$$\max \sum_{i=1}^{t_m} \left\{ p \cdot RD_f(p, t_i) - C_f \left(RD_f(p, t_i) \right) \right\} \cdot \alpha(t_i) \rightarrow p_{\psi_6}^1$$

$$\max \sum_{i=t_{m+1}}^{t_z} \left\{ p \cdot RD_f(p, t_i) - C_f \left(RD_f(p, t_i) \right) \right\} \cdot \alpha(t_i) \rightarrow p_{\psi_6}^2$$

$$s. t.$$

$$\sum_{i=1}^{t_z} RD_f(p, t_i) \leq P_{max}$$

$$t_1 \leq t_m \leq t_z \leq t_T$$

حال با در نظر گرفتن وزن‌های مساوی برای توابع تقاضای باقیمانده در دو مسأله‌ی فوق سودهای متناظر را به دست می‌آوریم به صورت $\pi(\psi_5)$ و $\pi(\psi_6)$. با مقایسه‌ی این دو می‌بینیم که افزایش سقف مجاز پله‌ها در پیشنهاد قیمت باعث افزایش سودآوری می‌شود یا خیر.

سپس باز به مسأله‌ی ψ_5 بازمی‌گردیم و برای تغییر اعمال محدودیت از یک پله به دو پله انتخاب خود از دسته‌های تابع تقاضا را به جای تقسیم صفحه به دو قسمت متساوی، به دو قسمت با تعداد مساوی از توابع تقاضای باقیمانده بخش می‌کنیم و به مسأله‌ی ψ_7 می‌رسیم. یعنی اگر برای T دوره تابع تقاضای باقیمانده داشته باشیم با در نظر گرفتن متناظر حاصل از تقاطع $p=avc$ با تابع تقاضای باقیمانده به یک مجموعه از مقادیر می‌رسیم. این مجموعه را از کوچک به بزرگ مرتب می‌کنیم و سپس به دو دسته‌ی میاوی تقسیم می‌کنیم. روزهای مربوط به دسته‌ی اول را برای پله‌ی اول انتخاب می‌کنیم و روزهای مربوط

به دسته‌ی دوم را برای پله‌ی دوم. در حالت افزایش تعداد پله‌ها تا ده پله روند کار به همین شکل خواهد بود.

ψ_7 :

$$\begin{aligned} \max \sum_{i=1}^{t_m} \{p \cdot RD_f(p, t_i) - C_f(RD_f(p, t_i))\} \cdot \alpha(t_i) &\rightarrow p_{\psi_7}^1 \\ \max \sum_{i=t_{m+1}}^{t_z} \{p \cdot RD_f(p, t_i) - C_f(RD_f(p, t_i))\} \cdot \alpha(t_i) &\rightarrow p_{\psi_7}^2 \end{aligned}$$

$s. t.$

$$\sum_{i=1}^{t_z} RD_f(p, t_i) \leq P_{max}$$

$$t_1 \leq t_z \leq t_T$$

$$t_m = \left\lfloor \frac{T}{2} \right\rfloor$$

حال با در نظر گرفتن وزن‌های مساوی برای توابع تقاضای باقیمانده در دو مسأله‌ی فوق سودهای متناظر را به دست می‌آوریم به صورت $\pi(\psi_5)$ و $\pi(\psi_7)$. با مقایسه‌ی این دو می‌بینیم که افزایش سقف مجاز پله‌ها در پیشنهاد قیمت باعث افزایش سودآوری می‌شود یا خیر.

در قدم بعدی بین توابع تقاضای باقیمانده موجود تبعیض قائل می‌شویم. در ابتدا در انتخاب توابع تقاضای باقیمانده و سپس در قرار دادن وزن برای هر تابع (α_{t_i}) این تبعیض را اعمال می‌کنیم. در حالت اول، توابع تقاضا را به دو دسته تقسیم می‌کنیم: دسته‌ی اول توابع تقاضا در ساعت مشخصی از روز طی روزهای متوالی در بازه‌ی سه ماهه‌ی مورد بررسی است. دسته‌ی دوم، ساعاتی که در آن‌ها مرکز تخصیص بار میزان بار کلی یا تخمین تقاضای بازار مشابهی را اعلام می‌کند. در تبعیض حالت دوم، وزن متفاوتی به توابع تقاضای باقیمانده می‌دهیم که به طور کلی دو دسته برای اعمال این نوع تبعیض می‌توان برشمرد. دسته‌ی اول، تغییر زمانی ضرایب مذکور به صورت نزولی است یعنی با دورتر بودن تاریخ تابع تقاضای باقیمانده از زمان حال ضریب آن کوچکتر می‌شود. در دسته‌ی دوم، در ترکیب دسته‌های حالت اول ضرایب متفاوتی را به اعضای توابع هر دسته اعمال می‌کند. در کلیه‌ی حالات مذکور برای دسته‌ها و

ضرایب مسائل ψ_5 و ψ_6 و ψ_7 را حل کرده پاسخ را در تابع سود قرار می‌دهیم و با مقایسه سودهای متناظر می‌بینیم با افزایش سقف مجاز پله‌ها و استفاده از این اختیار سودآوری نیروگاه افزایش پیدا می‌کند یا خیر.

البته در تبعیض حالت اول، یعنی انتخاب دسته‌های متفاوتی از توابع تقاضای باقیمانده، در صورتی که بازه‌ی داده‌ها وسیع‌تر باشد می‌توان در ساختار دسته‌ها تنوع بیشتری نیز اعمال کرد. مثلاً دسته‌ها را بر اساس روز مشخصی از هفته و ساعت مشخص در آن روز دسته بندی کرد. یا اگر بازه‌ی بیش از یک سال برای داده‌ها موجود باشد ماه‌های مشابه سال قبل را در یک دسته قرار داد. یا اگر روز مورد بررسی تعطیل باشد از توابع تقاضای باقیمانده‌ی روزهای تعطیل رسمی سال استفاده کرد. البته در این تحقیق با توجه به محدود بودن بازه‌ی زمانی داده‌ها تنها از دو دسته‌بندی مذکور استفاده کرده‌ایم.

در تبعیض حالت دوم، تغییر در وزن توابع تقاضای باقیمانده، بهتر است ابتدا روند قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار را در بازه‌ی سه ماهه مشاهده کنیم. مشاهده‌ی این روند می‌تواند در ساختار مورد نیاز برای وزن‌دهی به روزهای مختلف (برای مثال صعودی یا نزولی بودن وزن‌های تعریف شده) مفید باشد. همان‌طور که در بخش بعدی می‌بینیم هم تقاضای پیش‌بینی شده‌ی مرکز طی دوره برای تمامی ساعات و نیز اوج بار روند کاهشی و نزولی دارد (البته نه به طور دقیق و مطلق بلکه استثنائاتی نیز مشاهده می‌شود). این کاهش تقاضا با وارد شدن به فصل سرما، خود را در قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار نشان داده است. قیمت‌ها در تمامی ساعات روند تقریبی نزولی را نشان می‌دهد. بنابراین انتظار داریم در روز مورد پیش‌بینی نیز چنین روندی حفظ شود و بنابراین به توابع تقاضای باقیمانده در روزهای اخیر بهای بیشتری باید در مقایسه با روزهای اول بازه داده شود. بنابراین باید ضریبی انتخاب کنیم که با نزدیک شدن به روزهای پایانی (افزایش عدد اندیس آن) روند صعودی داشته باشد و از طرف دیگر مجموع این ضرایب با تمام شدن بازه برابر یک شود. رابطه‌ی زیر برای ضریب در نظر گرفته شده است:

$$\alpha_t = \frac{2t}{T(T+1)}, \quad 1 \leq t \leq T$$

در این رابطه واضح است که:

$$\sum_{t=1}^T \frac{2t}{T(T+1)} = 1$$

در قدم بعدی مسأله‌های ψ_6 و ψ_7 را به حالت دپله‌ای ارتقا می‌دهیم و ده مسأله‌ی بیشینه‌سازی داریم که هر یک بهینه‌سازی استراتژی پیشنهاد قیمت است از طریق تعادل تابع عرضه و با در نظر گرفتن دسته‌ی متفاوتی از توابع تقاضای باقیمانده و ضریب‌های مختلف. به طور متناظر آن‌ها را ψ_8 و ψ_9 می‌نامیم. چون تغییری در توابع و محدودیت‌ها ایجاد نمی‌شود از بازنویسی روابط خودداری می‌کنیم.

لازم به ذکر است که در بهینه‌سازی مسائل ψ_5 تا ψ_9 چون فرض کردیم تابع هزینه خطی است و هزینه‌ی نهایی عدد ثابت است می‌توانیم مطابق با روند توضیح داده شده در بخش 16.1 از هزینه‌ی متوسط متغیر استفاده نمود و $C_f(.) = c_f(.)$ که در آن $c_f(.)$ عدد ثابت است.

سؤال دیگری که در پی پاسخ دادن به آن هستیم این است که آیا پیشنهاددهندگان به طور استراتژیک بهینه رفتار می‌کنند یا خیر. به این منظور توابع عرضه‌ی به دست آمده در قسمت‌های قبلی را با توابع پیشنهاد نیروگاه‌ها در زمان‌های متناظر مقایسه می‌کنیم و با فرض بهینه بودن رفتار استراتژیک در پیشنهاد قیمت در مدل تعادل تابع عرضه بررسی می‌کنیم که آیا پیشنهادها به طور بهینه ارائه شده‌اند یا خیر.

راه دیگر به غیر از این نوع مقایسه، برای تشخیص بهینه عمل کردن یا نکردن پیشنهاددهندگان در مناقصه‌ها آن است که فرض کنیم که آن‌ها رفتار استراتژیک داشته و بهینه و عقلایی عمل کرده‌اند. نتایج پیشنهاد قیمت آن‌ها را برای دوره‌های مورد بررسی در قسمت قبلی وارد می‌کنیم و می‌بینیم با تابع عرضه‌ی پیشنهادی آن‌ها تا چه میزان بر سودآوری نیروگاه افزوده شده است نسبت به تابع عرضه‌ای که ما برای پیشنهاد به دست آورده بودیم. برای مثال معادله‌ی فوق را برای مقدار سود متناظر دو بار حل می‌کنیم. یک بار با تابع عرضه‌ی نیروگاه در مناقصه‌ی دوره‌ی $T+1$ و بار دیگر با تابع عرضه‌ای که ما در قسمت قبلی به دست آوردیم. این روند برای تمامی حالات در تبعیض تابع تقاضا و به ازای ضرایب متفاوت و برای دوره‌های مورد بررسی در نمونه و نیز برای تمامی n نیروگاه محاسبه و تفاوت‌ها در مقدار سود گزارش می‌شود تا بر اساس آن بتوانیم تشخیص بدهیم که نیروگاه‌ها در پیشنهاد قیمت بر اساس تحلیل و نتایج مدل مفروض ما بهینه عمل کرده‌اند یا خیر.

15.1 رهیافت پیشنهادی دیگر

در رهیافتی دیگر مسأله را به شکل زیر می‌توان مدل‌سازی کرد و البته در این تحقیق از این رهیافت استفاده نمی‌شود و تنها به صورت پیشنهادی برای تحقیقات آینده معرفی می‌شود. فرض کنیم n نیروگاه به عنوان پیشنهاددهنده در مناقصه داشته باشیم و T دوره از مناقصات را در قالب توابع تقاضای باقیمانده برای هر نیروگاه در نظر بگیریم به طوری که در هر دوره‌ی مجزا در صورت تسویه‌ی بازار میزان انرژی

تخصیص داده شده از میزان ظرفیت نیروگاه تجاوز نکند. این فرض قید مربوط به محدودیت دوره‌های تابع تقاضای باقیمانده را حذف می‌کند. لازم به ذکر است که انتخاب این T دوره همانند نکات قبلی می‌تواند تبعیض‌آمیز و تحت حالت‌های مختلف صورت پذیرد. هر بنگاه مجاز است برای هر ساعت مناقصه برای روز آینده تابع عرضه‌ای خطی را پیشنهاد بدهد:

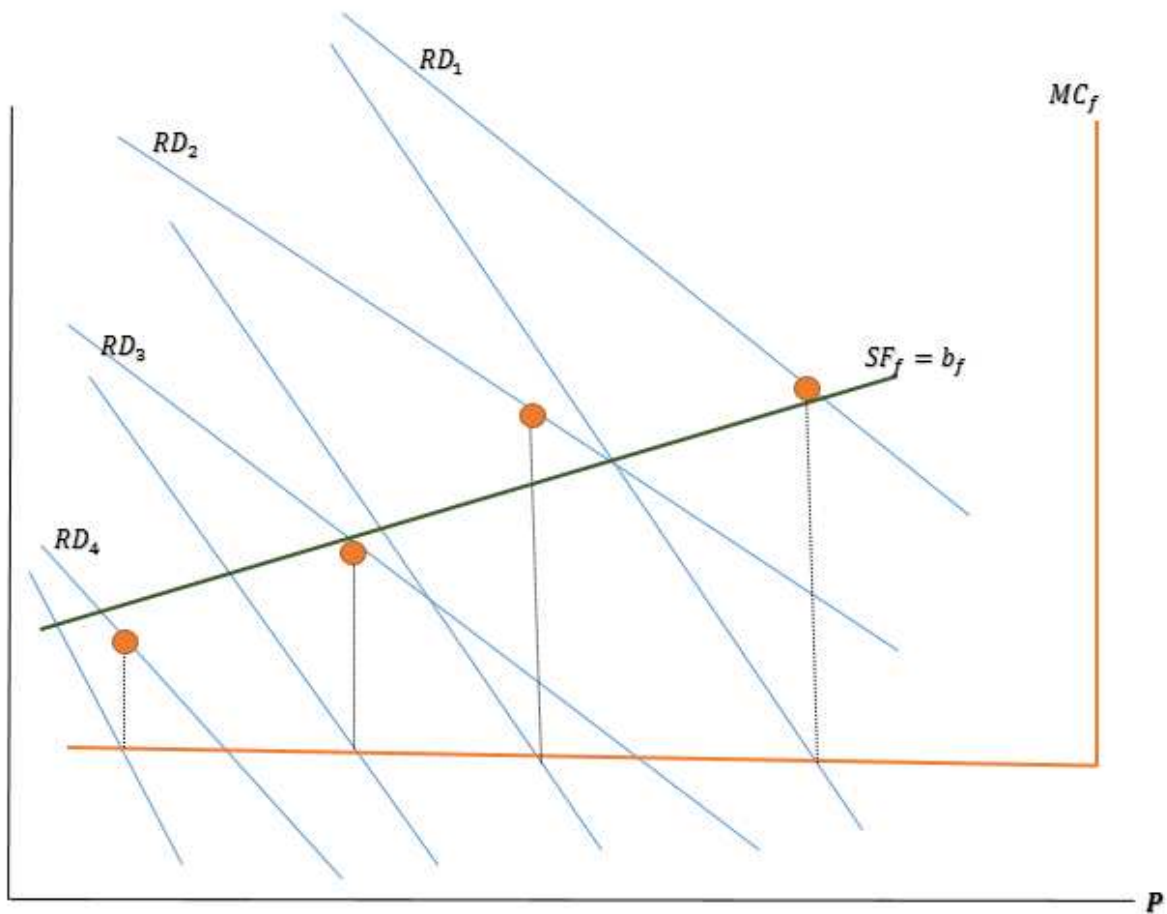
$$b_f(P) = \alpha + \beta P$$

که در آن P میزان انرژی پیشنهادی است. بنابراین می‌توانیم مسأله‌ی بهینه‌سازی را در حالت کلی به صورت زیر بازنویسی کنیم:

\emptyset_1 :

$$\max_{\alpha, \beta, P} \sum_{i=1}^T \left\{ b_f(RD_f(p, t_i)) \cdot RD_f(p, t_i) - C_f(RD_f(p, t_i)) \right\} \cdot \alpha_{t_i}$$

در واقع این خط مجموع سود نیروگاه را به ازای دوره‌های مختلف انتخابی پروفایل وی بیشینه می‌کند. نمایی شماتیک از استخراج خط مذکور را با استفاده از نقاط بهینه برای هر دوره از مناقصه و با داشتن تابع تقاضای باقیمانده در شکل نشان داده شده است.



شکل 7- استخراج تابع عرضه با استفاده از توابع تقاضای باقیمانده

سپس تابع عرضه‌ی به دست آمده را به یک تابع گسسته‌ی پله‌ای تبدیل می‌کنیم. تعداد پله‌ها را در تابع معادل گسسته افزایش می‌دهیم و تابع سود را بر اساس تعداد پله‌های استخراج شده بر اساس فرمول زیر محاسبه می‌کنیم:

$$\pi_f(b'_f(P, K), T) = \sum_{i=1}^T b'_f(RD_f(p, t_i), K) RD_f(p, t_i) - C_f(RD_f(p, t_i))$$

که در آن T تعداد دوره‌هایی است که با تسویه‌ی بازار میزان تقاضای باقیمانده‌ی نیروگاه وی را مجبور به تولید بیش از ظرفیت نکند. و $b'_f(.)$ تابع پیشنهاد قیمت پله‌ای است که از تابع عرضه‌ی به دست آمده از تعادل تابع عرضه استخراج شده است و در آن K نمایانگر تعداد پله‌ها می‌باشد. با مقایسه‌ی مقادیر سود برای مقادیر مختلف K و در دسته‌های مختلف از توابع تقاضای باقیمانده و به ازای ضرایب وزنی

متفاوت نتیجه می‌گیریم که آیا افزایش تعداد پله‌ها در حالت کلی باعث افزایش سود نیروگاه می‌شود یا خیر. در حالت پیچیده‌تر می‌توانیم محدودیت خطی بودن تابع عرضه را آزاد کرده و یک تابع درجه‌ی دوم را برای آن در نظر بگیریم. چون ماهیت مسأله و فروض ما تغییری نکرده است لذا انتظار داریم نتایج متفاوتی با نتایج اولیه به دست نیاید.

16 داده‌ها

داده‌های مورد استفاده در این تحقیق شامل داده‌های پیشنهاد قیمت نیروگاه‌ها در بازار ساعتی روز آینده‌ی برق در جمهوری اسلامی ایران در بازه‌ی زمانی اول مهرماه 1390 تا سی‌ویکم شهریور سال 1391 می‌باشد. بیست و چهار تابع برای پیشنهاد قیمت در هر روز برای هر نیروگاه در بازه‌ی زمانی فوق موجود است. در مجموع داده‌های پیشنهاد قیمت برای 170 نیروگاه موجود است. با حذف نیروگاه‌های آبی که مجموع ظرفیت آن‌ها در روزهای مختلف به عوامل مختلفی بستگی دارد و نیز هزینه‌ی بسیار پایین و متفاوت آن‌ها در تولید که با مدل‌سازی این تحقیق هم‌خوانی ندارد و نیز نیروگاه‌های خورشیدی که انرژی تولیدی آن‌ها به تابش خورشید وابسته بوده و پیشنهاد قیمت آن‌ها با مدل‌سازی فوق تطابق ندارد در مجموع 121 نیروگاه را برای بررسی رفتار پیشنهاد قیمت در نظر گرفتیم. برای داده‌های تقاضا داده‌های تولید انرژی ساعتی اعلام شده توسط وزارت نیرو برای نیروگاه‌ها استفاده کردیم. از آن‌جا که در هر ساعت عرضه باید با تقاضا برابر باشد، مقدار انرژی تولیدی نیروگاه‌ها که به شبکه تحویل می‌دهد باید با مقدار تقاضای اعلام شده توسط مرکز تخصیص بار⁹⁸ برابر باشد. این انرژی در واقع برقی است که درب کارخانه به شبکه تحویل داده می‌شود، یعنی با گذر از ترانسفورماتورها به صورت برق فشار قوی وارد خطوط انتقال می‌شود و تلفات ترانسفورماتورها در آن لحاظ شده چون جزو هزینه‌های نیروگاه تلقی می‌شود و تلفات خطوط انتقال در آن لحاظ نشده است چون این تلفات جزو هزینه‌های تولیدی نیروگاه نمی‌تواند لحاظ بشود.

برای هزینه‌های تولیدی از متوسط هزینه‌های متغیر⁹⁹ تولید استفاده کرده‌ایم. داده‌های این بخش در بازه‌های زمانی متناظر با پیشنهاد قیمت نیروگاه‌ها در دسترس است. دلیل استفاده از این مجموعه از داده‌های مربوط به هزینه‌ها را در بخش بعدی شرح می‌دهیم.

⁹⁸ Dispatching

⁹⁹ Average Variable Cost (AVC)

16.1 مدل سازی تابع سود پیشنهاددهنده

در غالب مقالات در ادبیات موضوع (Soleymani, Guan, Luh, Yan, & M., 1994) (Ranjbar, & Shirani, 2008) (Zhang, Wang, & Luh, 1999) (Ferrero, Shahidehpour, & Ramesh, 1997) هر نیروگاه بر اساس هزینهی سوخت مورد نیاز خود تابع هزینه ای درجهی دوم به صورت زیر دارد:

$$FC(P) = \alpha + \beta P + \gamma P^2, \frac{Rials}{MWh}$$

که در آن P مقدار انرژی توان حقیقی¹⁰⁰ تولیدی بر حسب MWh است و $FC(P)$ هزینهی سوخت متناظر با تولید P واحد انرژی الکتریکی است. حال اگر هزینه های تعمیرات و نگهداری و نیروی کار معمولاً به صورت درصدی از هزینهی سوخت محاسبه می شود. بنابراین تابع هزینهی کل نیروگاه را به صورت زیر می توانیم تخمین بزنیم:

$$TC(P) = a + bP + cP^2, \frac{Rials}{MWh}$$

ولی در این تحقیق فرض می کنیم تابع هزینه خطی به صورت زیر است:

$$TC(P) = a + bP, \frac{Rials}{MWh}$$

اگر هزینه های ثابت تأسیس نیروگاه را در نظر نگیریم و فرض کنیم که نیروگاه ها در روند تحلیل پیشنهاد در مناقصه هزینه های متوسط متغیر تولید را در نظر می گیرند می بینیم که هزینهی نهایی همان هزینهی متوسط متغیر تولید است و به صورت عددی ثابت ساده می شود:

$$MC(P) = b$$

تابع پیشنهاد توسط ژنراتور i ام را به صورت زیر می توان نوشت:

$$\rho^i(p, P) = p_k^i \text{ if } P_{k-1}^i \leq P < P_k^i$$

$$\text{and for } k = 1, 2, \dots, 10$$

$$\text{and for } i = 1, 2, \dots, n$$

که در آن $\rho^i(p, P)$ تابع قیمت پیشنهادی توسط تولیدکننده-پیشنهاددهنده i ام برای محدوده‌ی مشخصی از تولید، p_k^i پله‌ی k ام از قیمت عرضه‌ی پیشنهاددهنده‌ی i ام برای وقتی که مقدار انرژی پیشنهادشده در آن قیمت (P) بین دو مقدار P_{k-1}^i و P_k^i (و هر دو بر حسب واحد MWh) باشد. K تعداد پله‌هاست که حداکثر ده تاست و i نشان‌گر تولیدکننده است که در حالت کلی n تا در نظر گرفته می‌شود. حال اگر $\forall k \in \{1, 2, \dots, 10\} p_k^i = \text{constant}$ آن‌گاه تولیدکننده از تابع عرضه‌ی تک‌پله‌ای استفاده کرده است و در صورتی که همه‌ی p_k^i ها با هم متفاوت باشند تولیدکننده از تابع عرضه‌ی ده‌پله‌ای استفاده کرده است. با در نظر گرفتن توابع عرضه و هزینه‌ی فوق می‌توانیم تابع سود تولیدکننده‌ی i ام را به صورت زیر بنویسیم:

$$B_i = \sum_{k=1}^K Q_i^k p_i^k - TC(Q_i)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^K Q_i^k$$

که Q_i^k مقدار بار اختصاص داده شده به تولیدکننده‌ی i ام پس از تسویه‌ی بازار و به ازای پله‌ی k ام در تابع عرضه‌ی وی می‌باشد و Q_i کل بار برنده شده در مناقصه توسط نیروگاه i ام و B_i سود وی ناشی از تولید بار Q_i است. چون مناقصه از نوع پرداخت پیشنهاد است قیمت‌های پیشنهادی به تولیدکننده‌ها پرداخت می‌شود. محاسبه‌ی قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار توسط کارگزار مستقل سیستم تنها برای تعیین میزان بار پیروز در مناقصه برای هر تولیدکننده خواهد بود. تنها قیودی که برای حل مسأله توسط کارگزار مستقل سیستم و برای تولیدکننده برای بیشینه‌سازی تابع مذکور باید در نظر گرفته بشود به قرار زیر است:

$$P_D = \sum_{k=1}^K Q_i$$

$$P_i^{\min} \leq Q_i \leq P_i^{\max}$$

$$p_i^k \leq p_{\text{ceil}}$$

و p_{ceil} قیمت سقف بازار است که توسط قانون بازار مشخص شده است. مسأله‌ی فوق توسط روش کان-تاکر¹⁰¹ حل می‌شود و در هر دور مناقصه میزان بار اختصاص یافته، قیمت دریافتی برای هر پله،

¹⁰¹ Kahn-Talker

هزینه‌های تولید بار اختصاص یافته و در نهایت سود تولیدکننده‌ها محاسبه می‌شود. این سود به عنوان مطلوبیت یا تابع پیامد تولیدکننده ناشی از اخذ استراتژی وی در تابع عرضه شمرده می‌شود.

17 مطالعه‌ی موردی و محاسبات عددی

در این بخش به معرفی داده‌ها، مراحل شبیه‌سازی و ارائه‌ی نتایج اجرای مدل می‌پردازد. داده‌های مورد بررسی بازه‌ی سه ماهه‌ی اول شهریور ماه سال 1391 را شامل می‌شود. در این داده‌ها هر نیروگاه با یک کد معرفی شده است. نام و سقف ظرفیت نیروگاه مشخص نیست. از آن‌جا که نیروگاه‌ها در پله‌های پایانی پیشنهاد قیمت معمولاً حداکثر ظرفیت خود را پیشنهاد می‌دهد؛ البته در صورتی که واحد نیروگاهی تحت تعمیرات نباشد. بنابراین برای هر نیروگاه (برای هر کد) با مشاهده‌ی توان پیشنهادی در پله‌های پایانی و در تمامی بازه‌ی زمانی می‌توان تخمین مناسبی از حداکثر ظرفیت به دست آورد. از طرف دیگر نوع واحدهای نیروگاهی (حرارتی، گازی، سیکل ترکیبی و غیره) برای کدهای نیروگاهی مشخص است و هزینه‌ی متغیر متوسط بر اساس نوع واحد و حداکثر ظرفیت نیز وجود دارد. با تلفیق این دو و تطبیق نوع نیروگاه و حداکثر ظرفیت آن می‌توان هزینه‌ی متغیر متوسط برای هر کد نیروگاهی را حدس زد. در جدول 2 خصوصیات چند نیروگاه منتخب آورده شده است. ظرفیت بیشینه‌ی این نیروگاه‌ها از 32 مگاوات برای نیروگاه گازی با کد 7 تا 1920 مگاوات برای نیروگاه بخاری با کد 81 تغییر می‌کند.

جدول 2- خصوصیات چند کد نیروگاهی

کد نیروگاه	هزینه‌ی متغیر متوسط (ریال بر کیلووات)	تعداد واحدها	ظرفیت بیشینه (مگاوات)	تکنولوژی واحدهای نیروگاهی
1	212	6	159	گازی
6	175.7	4	315	حرارتی
7	313	2	16	گازی
21	269	2	18.8	گازی
37	182.3	2	320	حرارتی
38	185	5	250	حرارتی
39	300	3	24	گازی
41	207	6	159	گازی
51	220	6	159	گازی
53	220	2	159	گازی
54	234	2	162	گازی
55	243	2	82	حرارتی
56	194	8	200	حرارتی
60	175	2	325	حرارتی
63	268	4	18.8	گازی
66	226	4	159	گازی
68	234	2	162	گازی
72	197	4	150	حرارتی
81	182	6	320	حرارتی
98	212	6	165	گازی
105	241	2	60	حرارتی
107	346	4	12	حرارتی
111	194	8	200	حرارتی

مرکز مدیریت و تخصیص بار (دیسپاچینگ) از سه روز قبل مقادیر انرژی مورد نیاز خود را برای ساعات مختلف روز و نیز برای زمان اوج بار تخمین زده و اعلام می‌کند. تخمین مرکز برای چهارشنبه روز یا 96 ساعت آینده اعلام می‌شود. پس از اعلام پیشنهاد قیمت توسط نیروگاه‌ها، مرکز با جمع افقی توابع پیشنهادی و قطع آن با تقاضای تخمین زده شده برای ساعت مزبور به قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار می‌رسد. همان‌طور که در بخش قبل گفتیم برای استفاده از مدل تعادل تابع عرضه می‌توان در دو حالت بین توابع تقاضای باقیمانده تبعیض قائل شد. در حالت اول با دادن وزن‌های مختلف به توابع تقاضای باقیمانده می‌توان تا حدی وجود روند در میزان تقاضا و در نتیجه در قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار را کنترل کرد. در داده‌های ما روندی تقریباً نزولی برای میزان تقاضا و قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار در ساعات مختلف (در قیاس با ساعات مشابه روزهای قبل) قابل مشاهده است. در جدول 3 پیش‌بینی بار برای چند روز منتخب از ابتدا تا انتهای بازه‌ی سه ماهه و در جدول 4 قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار برای همان روزها و ساعات نشان داده شده است.

جدول 3- پیش‌بینی بار (مگاوات) برای چند روز منتخب

روند پیش‌بینی بار (مگاوات) توسط مدیریت دیسپاچینگ طی بازه‌ی سه ماهه‌ی شهریور-آبان سال 1391						
روز/ساعت	4:00	10:00	16:00	20:00	0:00	اوج بار
چهارشنبه 1 شهریور	34124	36522	42877	38507	39935	41850
دوشنبه 13 شهریور	34458	36151	41382	37556	38941	41150
دوشنبه 20 شهریور	31248	33575	37770	35455	35956	38050
یکشنبه 2 مهر	29043	31958	34857	36645	32731	36992
دوشنبه 10 مهر	27234	30728	33449	34649	31175	35200
یکشنبه 23 مهر	25906	29735	31590	33417	30047	33700
یکشنبه 30 مهر	23943	27059	28420	30550	27473	31257
چهارشنبه 10 آبان	21891	25450	26095	28638	25434	29200
شنبه 20 آبان	21250	25950	26150	29150	25650	30000
سه‌شنبه 30 آبان	20908	25629	25468	28955	24841	29800

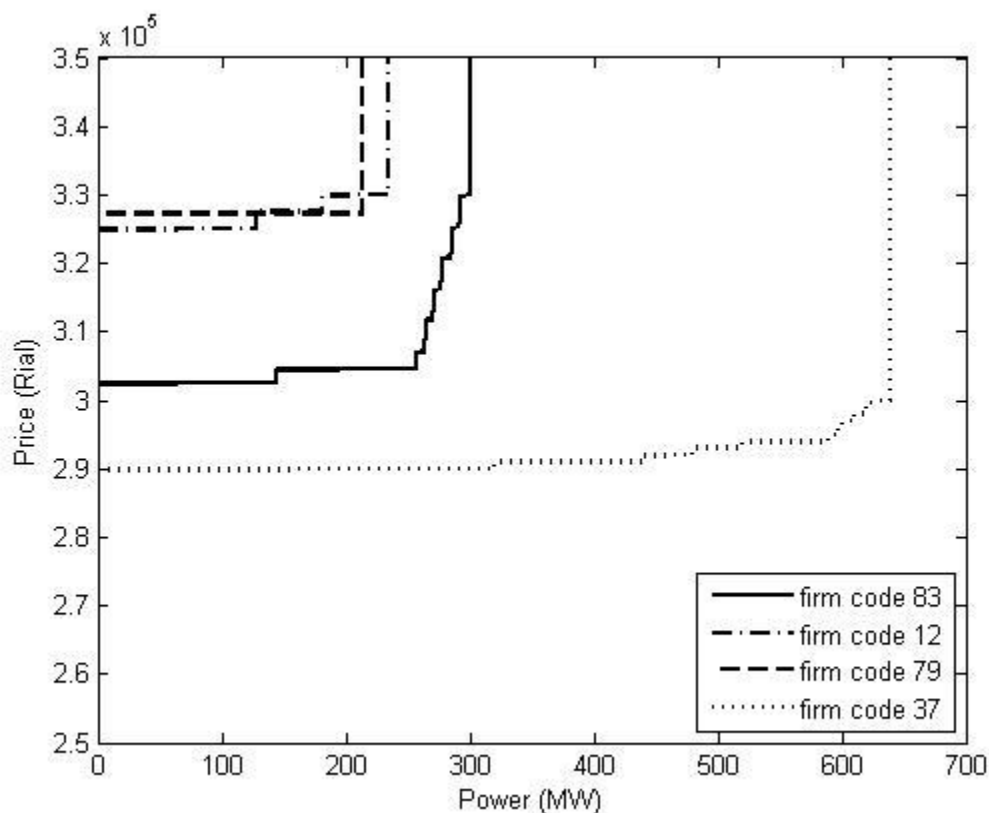
نمونه‌ای از قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار عمده فروشی برق طی بازه‌ی سه ماهه‌ی شهریور- آبان سال 1391 (ریال بر مگاوات ساعت)						
روز/ساعت		4:00	10:00	16:00	20:00	0:00
چهارشنبه	1 شهریور	329239	329994	329999	329984	329954
دوشنبه	13 شهریور	323994	329939	329954	329933	328394
دوشنبه	20 شهریور	312795	329123	329489	329792	325939
یکشنبه	2 مهر	291191	326006	327986	329059	313563
دوشنبه	10 مهر	274999	324957	325939	329039	309999
یکشنبه	23 مهر	282986	321985	322055	329307	306328
یکشنبه	30 مهر	250956	315562	313737	325950	302328
چهارشنبه	10 آبان	233912	313999	307138	320866	296999
شنبه	20 آبان	228664	302999	301703	319502	289430
سه‌شنبه	30 آبان	221604	297957	301569	317672	284999

مقدار انرژی تولیدی نیروگاه‌ها که به شبکه تحویل می‌دهد باید با مقدار تقاضای اعلام شده توسط مرکز تخصیص بار¹⁰² برابر باشد. این انرژی در واقع برقی است که درب کارخانه به شبکه تحویل داده می‌شود، یعنی با گذر از ترانسفورماتورها به صورت برق فشار قوی وارد خطوط انتقال می‌شود و تلفات ترانسفورماتورها در آن لحاظ شده چون جزو هزینه‌های نیروگاه تلقی می‌شود و تلفات خطوط انتقال در آن لحاظ نشده است چون این تلفات جزو هزینه‌های تولیدی نیروگاه نمی‌تواند لحاظ بشود.

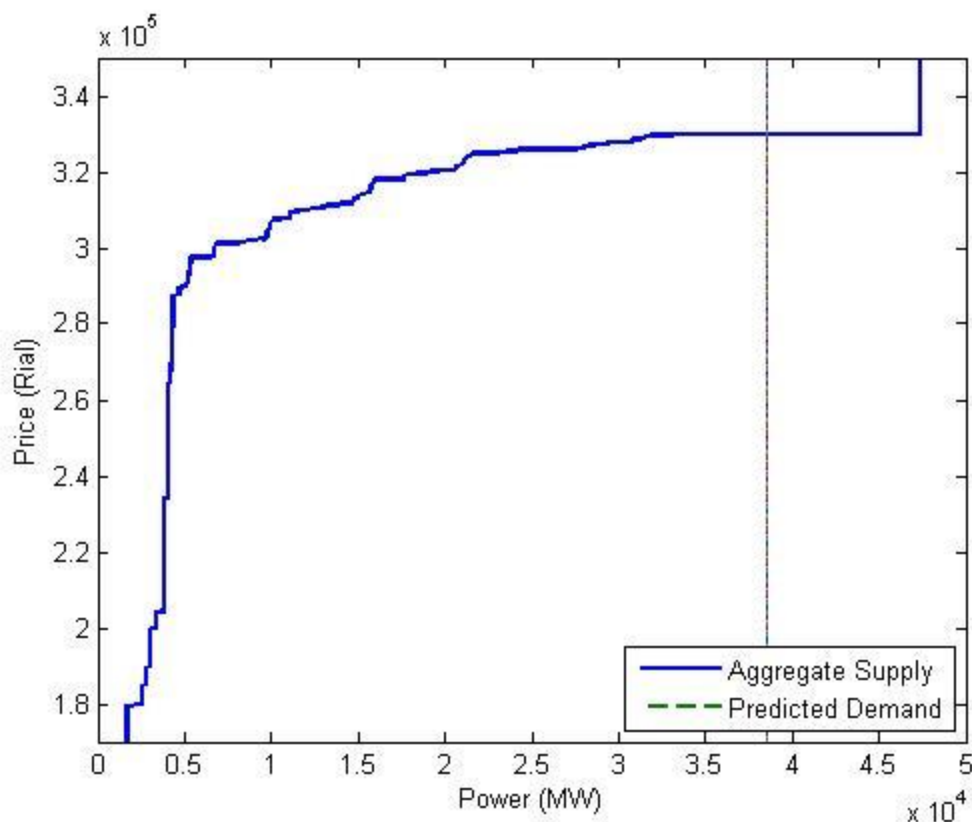
در واقعیت توابع عرضه‌ی پیشنهادی نیروگاه‌ها تعداد پله‌های متفاوتی دارد. حتی تعداد کمی از آن‌ها در ده پله پیشنهاد قیمت می‌دهند. در شکل 1 چند تابع پیشنهاد چند نیروگاه نشان داده شده است. این توابع برای ساعت 20 روز یکم شهریور پیشنهاد شده‌اند. خصوصیات مربوط به هر کد با استفاده از جدول 2 قابل استخراج است. همان‌طور که در بخش طرح مسأله ذکر کردیم فرض می‌کنیم که نیروگاه‌ها قادر نیستند بیشتر از ظرفیت خود تولید کنند به همین دلیل با رسیدن به سقف ظرفیت خود تابع عرضه‌شان عمودی می‌شود. البته این فرض برای ساده‌سازی است و نیروگاه در مقادیر اندک و در مدت محدود می‌تواند بیشتر از ظرفیت بیشینه تولید کند. در شکل 9 عرضه‌ی کل بازار عمده فروشی برق برای ساعت 20 روز یکم شهریور و تقاطع آن با تابع کاملاً بی‌کشش تقاضای کل نشان داده شده است.

¹⁰² Dispatching

با مراجعه به جدول 3 مقدار تقاضای کل 38507 مگاوات پیش‌بینی شده است. تقاطع این دو تابع قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار را مشخص می‌کند که برای زمان فوق با مراجعه به جدول 4 رقم 329984 ریال برای هر مگاوات به دست می‌آید. در تمامی نمودارهای این بخش باید توجه داشته باشیم که سقف قیمت بازار 330 هزار ریال برای هر مگاوات تعیین شده است. در شکل 9 در انتهای تابع عرضه‌ی کل این قیمت به نحو عیان‌تری نشان داده شده است.



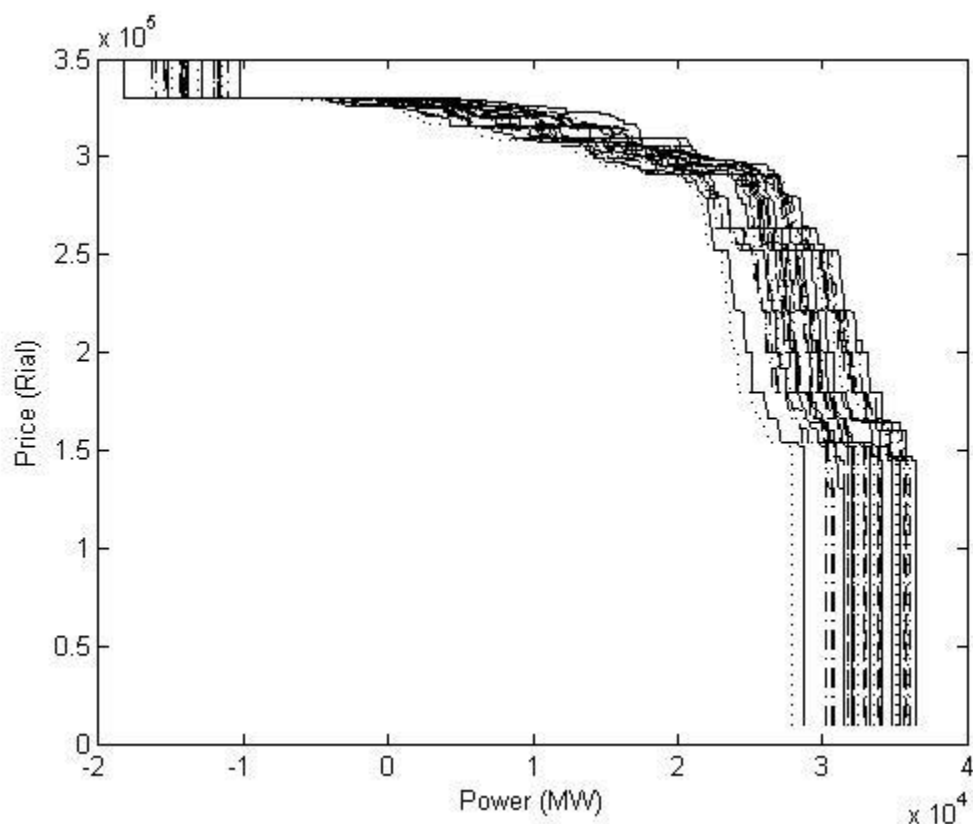
شکل 8- تابع پیشنهاد چند نیروگاه برای روز اول شهریور ساعت 20



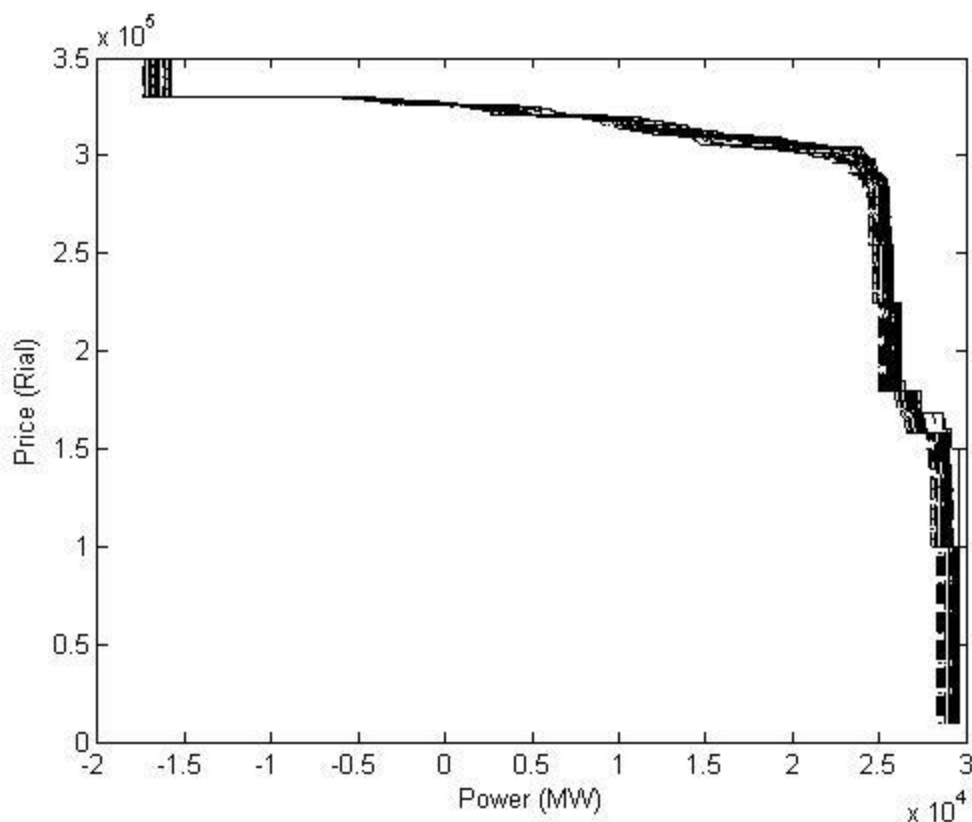
شکل 9- عرضه‌ی کل بازار و تقاضای تخمین زده شده برای ساعت 20 روز یکم شهریور

حالت دوم در اعمال تبعیض بین توابع تقاضای باقیمانده به نحوه‌ی انتخاب این توابع تقاضا مربوط می‌شود. در حالت کلی تمامی توابع تقاضای به دست آمده از تمامی ساعات و روزهای قبلی را می‌توان استفاده کرد. ولی از آن‌جا که ساختار تقاضا و در نتیجه قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار در ساعات مختلف روز متفاوت است این گزینه چندان مناسب نیست. بنابراین یک گزینه‌ی مناسب انتخاب توابع تقاضای باقیمانده برای یک ساعت مشخص و در تمامی روزهای قبلی است. حذف روزهای تعطیل از این مجموعه خود انتخاب دیگری است. در شکل 10 مجموعه‌ی توابع تقاضای باقیمانده برای ساعت 8 صبح 90 روز از یکم شهریور تا 29 آبان و برای نیروگاه باکد 111 (شامل 8 واحد حرارتی با ظرفیت بیشینه‌ی 1600 مگاوات) نشان داده شده است. شکل 11 نمایشگر سناریوی دیگری از نحوه‌ی تبعیض در انتخاب توابع تقاضای باقیمانده است. فرض کنیم مساله بررسی استراتژی پیشنهاد قیمت برای ساعت 10 صبح روز سی‌ام آبان است. با استفاده از جدول 3 تقاضای پیش‌بینی شده برای این زمان 25629 مگاوات است. حال تمامی ساعت-روزهایی که میزان تقاضا در نزدیکی این عدد قرار داشته باشد (در فواصل 200، 500 و 700 مگاواتی در نظر گرفتیم) تابع تقاضای متناظر آن می‌تواند مورد استفاده قرار بگیرد چون شرایط بازار در این زمان‌ها مشابهت زیادی دارد و احتمالاً قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار در آن

ساعت- روزها نیز بسیار نزدیک به قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار برای این ساعت خواهد بود. در نتیجه، همان‌طور که از شکل نیز پیداست، توابع تقاضای باقیمانده به یکدیگر بسیار نزدیک‌تر خواهند بود و بستر مناسب‌تری را برای تحلیل استراتژی پیشنهاد قیمت فراهم می‌کند.



شکل 10-مجموعه‌ی توابع تقاضای باقیمانده برای کد نیروگاهی 111 و ساعت 10 صبح



شکل 11-توابع تقاضای باقیمانده تحت سناریوی دوم تبعیض قیمت برای کد نیروگاهی 111

پیش از ارائه‌ی نتایج شبیه‌سازی‌ها ذکر چند نکته در رابطه با داده‌ها و شرایط بازار برق ایران که بر استراتژی نیروگاه‌ها و در نتیجه بر نتایج این تحقیق اثرگذار بوده‌اند ضروری است.

1- در سال 1391 (و حتی در زمان حاضر نیز) بسیاری از واحدهای تولید برق و نیروگاه‌ها به وزارت نیرو تعلق داشتند. آیا اساساً هدف این نیروگاه‌ها بیشینه کردن سود است؟ در ادوار ابتدایی برگزاری حراج‌های بازار عمده‌فروشی برق این نیروگاه‌ها نیز مانند دیگر نیروگاه‌های خصوصی شده پیشنهاد قیمت می‌دادند ولی از آن‌جا که خریدار وزارت نیرو است و نیروگاه نیز متعلق به این وزارتخانه، واضح است که پولی بابت انرژی تولیدی پرداخت نمی‌شده است. ولی با توجه به قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار و هزینه‌ی متوسط متغیر نیروگاه به صورت صوری نیروگاه درآمد و سود کسب می‌کرده و در حساب‌های دفتری ثبت می‌شده است. در انتهای سال حسابرسان مالیاتی با مشاهده‌ی سود ثبت شده از نیروگاه‌ها مالیات دریافت می‌کرده‌اند. به همین سبب در ادوار بعدی این نیروگاه‌ها قیمت صفر را برای ظرفیت خود پیشنهاد می‌کردند. این تابع عرضه باعث شکستن قیمت بازار و ضرر به نیروگاه‌های بخش خصوصی می‌شد. در داده‌های

مورد بررسی ما نیز هنوز نیروگاه‌هایی دیده می‌شوند که ظرفیت خود را با قیمت صفر ارائه می‌دهند. ولی میزان توان پیشنهادی آن‌ها قابل صرف نظر کردن است و ما نیز این توابع پیشنهاد را حذف کردیم.

2- با رسم توابع تقاضای باقیمانده برای همه‌ی ساعات و غالب نیروگاه‌ها مشاهده کردیم که تقریباً تمامی آن‌ها در ربع اول محورهای مختصات قرار دارند به نحوی که در اعمال مدل برای اکثریت نیروگاه‌ها در تمامی ساعات قید کمتر بودن توان پیشنهادی از ظرفیت بیشینه به کار می‌افتد. البته یک دلیل آن می‌تواند این باشد که نیروگاه‌هایی که توان یا قیمت صفر پیشنهاد داده‌اند حذف شده‌اند ولی این تمام اتفاق را توضیح نمی‌دهد. اگر قیمت را هزینه‌ی متوسط متغیر و بیشتر در نظر بگیریم مقدار توانی که تابع تقاضای باقیمانده پیشنهاد می‌دهد بسیار بیشتر از آن است که با واحدهای نیروگاهی حذف شده قابل توجیه باشد. جلوگیری از کمبود انرژی و قطعی برق و تاکید محافظه‌کارانه‌ی وزارت نیرو برای پیشگیری از این اتفاق می‌تواند عاملی باشد که تقاضای اعلام شده‌ی بازار همواره بیشتر از تقاضای پیش‌بینی شده باشد؛ و آن قدر بیشتر باشد که تحت هر استراتژی بازیکنان بازار همواره در اکثر قیمت‌های بازار مقدار تقاضا از مجموع عرضه بیشتر باشد. در این شرایط قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار نیز بیشتر خواهد شد و قیمت بازار به طور مصنوعی بالا می‌رود و هزینه‌ی این افزایش قیمت تسویه بر دوش خریدار(ان) خواهد افتاد.

3- وزارت نیرو برای حمایت از توسعه، گسترش و بقای نیروگاه‌های تبدیل انرژی‌های تجدیدپذیر تبصره‌هایی وضع کرده است. ذکر مفاد این تبصره‌ها در این جا ضرورتی ندارد ولی از آن جا که بر اساس آن‌ها استراتژی پیشنهاد نیروگاه‌های این دسته برای آن‌ها موضوعیتی ندارد وارد کردن آن‌ها در این تحقیق نیز توجیه خود را از دست می‌دهد. برای مثال نیروگاه‌های بادی به سبب ماهیت نوسانی خود در تولید انرژی توان رقابتی در بازار عمده فروشی برق ندارند و به همین سبب مشمول چنین تبصره‌هایی می‌شوند. بنابراین نیروگاه‌های بادی، آبی و خورشیدی در این تحقیق مورد بررسی قرار نمی‌گیرند.

4- یکی از اهداف وزارت نیرو کمک به ساخت و توسعه‌ی نیروگاه‌ها در ابعاد کوچک است. کارخانه‌ها و کارگاه‌هایی که دست به احداث نیروگاهی محلی برای تامین بار مورد نیاز کنند و در زمان‌هایی خاص بخواهند مازاد توان نیروگاه را به شبکه تحویل بدهند نیز مشمول تبصره‌های حمایتی وزارت نیرو خواهند شد. این نیروگاه‌ها در بازار برق شرکت می‌کنند ولی همان‌طور که انتظار می‌رود با هدف بهینه‌سازی سود عمل نمی‌کنند چرا که پرداختی این وزارتخانه به آن‌ها نه بر مبنای پیروزی آن‌ها در حراج بلکه مطابق تبصره‌ها و روابطی است که ذکر آن‌ها در اینجا

ضرورتی ندارد. غالب این نیروگاه‌ها تک پله‌ای پیشنهاد قیمت می‌دهند و قیمت پیشنهادی آن‌ها سقف قیمت بازار است. این توابع صوری باعث ایجاد اریب در عرضه‌ی کل و قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار می‌شوند. ولی چون در واقعیت بازار وجود دارند حذف آن‌ها امری غیرمنطقی است و جزو ناکارایی‌های موجود بازار برق می‌توانند شمرده شوند.

5- همان‌طور که پیش از این توضیح دادیم نام و ظرفیت بیشینه‌ی نیروگاه‌ها مشخص نیست؛ به همین دلیل استخراج هزینه‌ی متغیر متوسط واحدهای نیروگاهی (که خود به صورت نامی است و بسته به میزان استهلاک و عمر آن واحد از این مقدار نامی فاصله دارد) با استفاده از تخمینی شهودی از ظرفیت بیشینه و نیز استفاده از جدولی که بعضاً برای یک ظرفیت مشخص و یک نوع مشخص از تکنولوژی واحد تولید هزینه‌های متغیر متوسط گوناگونی ذکر کرده است نمی‌تواند چندان دقیق و قابل اعتماد صورت بگیرد. این امر سبب شده است در برخی موارد سود واقعی اختصاص داده شده به نیروگاه منفی باشد که به این معناست که قیمت پیشنهادی واحدهای نیروگاهی در برخی پله‌ها بالاتر از هزینه‌ی متغیر متوسط بوده که واضح است صحت ندارد و ما در تخمین این متغیر دچار خطا بوده‌ایم. خطایی که ناشی از محدودیت گستره‌ی پاسخ‌گویی داده‌هاست.

6- با توجه به نکات مذکور بررسی خود را به دو نوع واحد نیروگاهی محدود کردیم: گازی و حرارتی. (به یاد داشته باشیم که نیروگاه سیکل ترکیبی معمولاً به نسبت 2 به 1 از واحدهای حرارتی و گازی تشکیل شده است.) از طرف دیگر تنها واحدهای متوسط و بزرگ را در نظر گرفتیم چرا که واحدهای کوچک همان‌طور که پیش از این توضیح دادیم غالباً استراتژی پیشنهاد اتخاذ نمی‌کنند. گستره‌ی نتایج تحت سناریوی مشخص چندان گسترده نیست. به این معنا که مثلاً با در نظر گرفتن سناریوی دوم از تبعیض توابع تقاضا تغییرات سود تحت استراتژی‌های یکسان برای مجموعه‌ی توابع تقاضا با فاصله‌ی 200، 500، 700 یا 1000 مگاوات در ماهیت پاسخ‌گویی به پرسش تحقیق تفاوتی را ایجاد نمی‌کند. بنابراین تنها یک نمونه از آن ارائه می‌شود. از طرف دیگر تحت حالت خاصی از مدل، نتایج شبیه‌سازی برای نیروگاه‌های مختلف تفاوت عمده‌ای را در پاسخ‌های مورد نیاز این پژوهش نشان نمیدهند. به همین سبب نتایج یک نمونه‌ی متنوع در این جا عرضه می‌شود. نتایج انتهایی به دیگر نیروگاه‌های جامعه‌ی انتخابی ما قابل تعمیم است.

برای شروع یک‌بار دیگر به مدل اصلی و جامع تحقیق رجوع می‌کنیم:

$$\max \sum_{i=1}^T \left\{ \rho^f(p, P, t_i) \cdot RD_f(\rho^f(p, P), t_i) - C_f \left(RD_f(\rho^f(p, P), t_i) \right) \right\} \cdot \alpha(t_i)$$

$$RD_f(p, t) = D(p, t) - S_{-f}(p, t) \quad , \quad t = 1, 2 \quad , \quad f = i, j$$

$$\rho^f(p, P) = p_k^f \quad \text{if} \quad P_{k-1}^f \leq P < P_k^f$$

$$\text{and for } k = 1:K$$

$$P \leq P_{max}$$

$$P_k^f - P_{k-1}^f \leq \Delta P_{min}$$

$$p_k^f - p_{k-1}^f \leq \Delta p_{min}$$

$$\alpha(t_i) = F(t_i) \quad i = 1:T$$

$$\sum_{i=1}^T \alpha(t_i) = 1$$

لازم به ذکر است کلیه کدهای شبیه سازی با نرم افزار متلب نسخه ی سال 2012 نوشته شده است. نتایج در جداولی که در ادامه می آید ارائه شده است. لازم به یادآوری است که همان طور که در بخش 16/1 گفتیم مقدار سود محاسبه شده، چه در حالت واقعی و چه تحت استراتژی مدل، مقدار حقیقی سود را نشان نمی دهد. دلیل اول آن است که هزینه ی اولیه و ثابت (یا حداقل هزینه ی فرصت منابع مالی سرمایه گذاری شده و در دست) در محاسبه ی آن وارد نشده است. دلیل دوم آن است که هزینه های کارکنان، مهندسان و مدیران و به طور کلی هزینه ی نیروی انسانی در نظر گرفته نشده است. ولی اگر فرض کنیم در سه ماهه ی مورد بررسی هزینه ی نیروی انسانی یک نیروگاه برای روزهای مختلف ثابت بوده یا تغییر چندانی نداشته و چون هدف ما مقایسه ی سودهاست و نه مقادیر مطلق آن ها می توان این هزینه را نادیده گرفت. درست با همین منطق نیز وارد نکردن هزینه ی ثابت توجیه می شود.

برای حفظ اختصار در توضیحات جداول مدل های اجرا شده را به ترتیب زیر بر مبنای سناریوهای مختلف نام گذاری می کنیم:

– **مدل الف:** در انتخاب توابع تقاضای باقیمانده تبعیض حالت اول را اعمال می کنیم. به این معنا که برای بهینه کردن استراتژی در ساعت معینی از روز، توابع تقاضای همان ساعت را از تمامی روزهای قبل استخراج می کنیم. در این مدل $\alpha_i = \frac{1}{T}$ یعنی به هر کدام از توابع تقاضای باقیمانده وزن و اهمیت یکسان نسبت می دهیم. به علاوه برای حالات دو پله ای و بیشتر ($K \geq 2$) بازه ی

شامل مجموعه‌ی توابع تقاضا را که از قطع خط $p=avc$ با دسته توابع تقاضا به دست می‌آید به دو (یا چند در حالت چند پله‌ای) قسمت مساوی تقسیم کرده و در هر بازه مجموعه‌ی توابع تقاضایی را که در آن بازه قرار دارند در نظر می‌گیریم.

- **مدل ب:** مانند مدل الف در انتخاب توابع تقاضای باقیمانده تبعیض حالت اول را اعمال می‌کنیم. به این معنا که برای بهینه کردن استراتژی در ساعت معینی از روز، توابع تقاضای همان ساعت را از تمامی روزهای قبل استخراج می‌کنیم. در این مدل نیز $\alpha_i = \frac{1}{T}$ یعنی به هر کدام از توابع تقاضای باقیمانده وزن و اهمیت یکسان نسبت می‌دهیم. برای بررسی استراتژی‌های چند پله‌ای مجموعه‌ی توابع تقاضا را به چند دسته با تعداد مساوی از توابع تقاضا در هر دسته تقسیم می‌کنیم. برای مثال با داشتن 90 تابع تقاضا و برای حالت دو پله‌ای، با حرکت روی خط $p=avc$ از سمت چپ به راست، 45 تابع تقاضای اول را در دسته‌ی اول قرار می‌دهیم و از آن‌ها برای پله‌ی اول و 45 تای بعدی را برای پله‌ی دوم استفاده می‌کنیم.

- **مدل ج:** مانند دو مدل قبلی، در انتخاب توابع تقاضای باقیمانده تبعیض حالت اول را اعمال می‌کنیم. به این معنا که برای بهینه کردن استراتژی در ساعت معینی از روز، توابع تقاضای همان ساعت را از تمامی روزهای قبل استخراج می‌کنیم. در این مدل به هر تابع تقاضا وزن جداگانه و متفاوتی می‌دهیم. α_i ها از رابطه‌ی 15.10 به دست می‌آیند. دلیل ساختار این رابطه در همان بخش توضیح داده شده است. تقسیم‌بندی توابع تقاضای باقیمانده در این مدل مانند مدل الف است.

- **مدل د:** انتخاب توابع تقاضا همانند مدل ج است و α_i ها نیز از رابطه‌ی 15.10 محاسبه و اعمال می‌شوند. بخش‌بندی توابع تقاضا برای استراتژی‌های چندپله‌ای همانند مدل ب است.

- **مدل ه:** برای انتخاب توابع تقاضا از تبعیض حالت دوم استفاده می‌شود. یعنی ساعت-روزهایی را در نظر می‌گیریم که در آن‌ها میزان تقاضای پیش‌بینی شده تا حد خوبی به میزان تقاضای اعلام شده برای ساعتی که مورد نظر است نزدیک باشد. تغییرات اندک در فاصله‌ی میزان تقاضا نتایج را تغییری نمی‌دهد به همین دلیل ما از فاصله‌ی 700 مگاوات به عنوان نمونه استفاده کردیم. یعنی تقاضای باقیمانده‌ی دوره‌هایی را استخراج می‌کنیم که میزان تقاضای اعلام شده در آن ساعت از تقاضای پیش‌بینی شده و اعلام شده در ساعت مورد بررسی برای حراج 700 مگاوات بیشتر یا کمتر باشد. همان‌طور که در شکل 11 مشاهده شد توابع تقاضای باقیمانده بسیار مشابه خواهند بود و به همین دلیل تفاوت قائل شدن بین آن‌ها و دادن وزن‌های مختلف چندان توجیه‌پذیر نیست. پس وزن‌ها را مانند مدل الف و یکسان در نظر می‌گیریم.

در انتها یادآوری می‌شود که برای حفظ ایجاز از آوردن خصوصیات هر نیروگاه خودداری شده و هزینه‌ی متوسط، تکنولوژی و ظرفیت نیروگاه‌ها را می‌توان از جدول 2 استخراج کرد. حالت $K = i$ برای استراتژی پیشنهاد i پله‌ای به کار می‌رود.

تعداد پله‌ها/ سود کل نیروگاه (مجموع سود تمام واحد‌ها)	سود کسب شده تحت استراتژی مدل (Ex) (Ante)	سود واقعی کسب شده	سود کسب شده‌ی روزهای قبل تحت استراتژی مدل (Ex) (Post)	سود واقعی کسب شده‌ی روزهای قبل
K=1				
K=2				
K=3				
K=10				

شماره‌ی پله/ مختص ات	K=1	K=1	K=2	K=2	K=3	K=3	K=10	K=10
مختص ات پله‌ی اول	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)	مقدار (ریال بر مگاوات ساعت)

								مختص ات پلهی دوم
								مختص ات پلهی سوم
								مختص ات پلهی چهارم
								مختص ات پلهی پنجم
								مختص ات پلهی ششم
								مختص ات پلهی هفتم
								مختص ات پلهی هشتم
								مختص ات پلهی نهم
								مختص ات پلهی دهم

17.1 نتیجه‌گیری

پیش از تحلیل نتایج باید خاطر نشان کنیم که حجم بسیار زیاد محاسبات کامپیوتری محدودیتی برای ما در افزایش دقت به وجود آورد. در سناریوی پایه با در نظر گرفتن دقت 100 ریال برای هر پله، به زمانی معادل دوشبانه‌روز برای انجام محاسبات لازم می‌شد و به همین دلیل ما دقت خود را کاهش دادیم و این امر می‌تواند اندکی دقت نتایج را کاهش دهد از این جهت که برای برخی حالت‌ها که دو پله برابر به دست آمد، ممکن بود با افزایش دقت پله‌ی دوم متفاوت از اول به دست بیاید و بتواند سود تابع هدف را از مقدار به دست آمده افزایش بدهد. نکته‌ی دیگر آن است که در صورتی که در ساعتی مشخص و برای نیروگاهی معین پله‌ی دوم متمایز از پله‌ی اول به دست آمد و موجب افزایش سودآوری در تابع هدف شد به این معناست که قطعاً با در نظر گرفتن پله‌های بیشتر از دو نتیجه همچنان برقرار خواهد بود. یعنی مقایسه‌ی سه پله با یک پله، در صورتی که اعمال دو پله سبب افزایش سودآوری نیروگاه شود، به طور قطع منجر به افزایش سودآوری خواهد شد. در ساده‌ترین حالت می‌توان تصور کرد که پله‌ی سوم به میزان فاصله‌ای که پله‌ی دوم در حالت دو پله‌ای از پله‌ی اول فاصله می‌گرفت، فاصله بگیرد. البته ما انتظار داریم با افزایش هرچه بیشتر دقت در پله‌ها و اعمال چندپله (بیشتر از دو پله) در حالتی که دو پله‌ی متمایز به افزایش سودآوری منجر شده‌اند، سودآوری نیروگاه را نسبت به حالت تک‌پله‌ای بیشتر یا حداقل به اندازه‌ی حالت دو پله افزایش بدهد.

همان‌طور که داده‌ها نشان می‌دهند دو نتیجه‌ی کلی می‌توان گرفت:

1- اعمال قید دوپله‌ای بودن به تابع پیشنهاد نیروگاه، در مقایسه با قید تک‌پله‌ای، برای نیروگاه‌های با ظرفیت بالاتر با احتمال بیشتری موجب افزایش سودآوری نیروگاه می‌شود. برای مثال نیروگاه با کد 1 که ظرفیت 1600 مگاوات دارد در تعداد ساعات بیشتری در مقایسه با نیروگاه با کد 1 که ظرفیت مجموع واحدهای آن 954 مگاوات است، پله‌ی دوم با فاصله گرفتن از پله‌ی اول به سودآوری نیروگاه منجر می‌شود و نیروگاه با کد 21 که از دو واحد گازی 18/8 مگاواتی تشکیل شده تقریباً در هیچ ساعتی با افزایش فاصله‌ی پله‌ها به سودآوری بیشتر نمی‌رسد. این نتیجه با انتظارات ما هماهنگی دارد. زیرا توابع تقاضای باقیمانده برای نیروگاه‌های با ظرفیت کمتر در سطح قیمت‌های بهینه (ارتفاع پله‌هایی که تابع هدف را بیشینه می‌کنند) در نواحی کمتر از ظرفیت مجتمع می‌شوند در حالی که برای نیروگاه‌های با ظرفیت بیشتر فاصله‌ی این توابع تقاضای باقیمانده بیشتر می‌شود و در سطوح قیمت‌های بهینه فضای بیشتری ایجاد می‌کند که سبب می‌شود پله‌ی دوم بتواند با فاصله گرفتن از پله‌ی اول سودآوری نیروگاه را افزایش بدهد.

2- افزایش سودآوری بنگاه از طریق افزایش تعداد پله‌ی متمایز (دو پله) برای ساعات کم‌باری احتمال وقوع بیشتری دارد. برای مثال بیشترین فاصله بین دو پله، با در نظر گرفتن میزان دقت اعمال شده، برای بنگاه با کد 111 که بیشترین فاصله را بین دو پله نشان می‌دهد، به ساعات نیمه شب تا 7 صبح مربوط بوده است در حالی که برای غالب ساعات در طول روز پله‌ی دوم بر پله‌ی اول منطبق است و این واقعیت را القا می‌کند که تک‌پله استراتژی غالب است. استدلال بند قبل در این‌جا نیز صادق است. برای ساعات کم‌باری توابع تقاضای باقیمانده در سطوح قیمت‌های بهینه از حداکثر ظرفیت نیروگاه فاصله‌ی بیشتری دارند و به همین دلیل تابع عرضه می‌تواند با تمایز دادن به پله‌ی دوم موجب افزایش سودآوری شود.

نکته‌ی جالب این است که تقریباً در تمامی حالات استراتژی مدل حتی در حالت تک‌پله‌ای در حالت پیشینی (که به هر تابع تقاضای باقیمانده یک احتمال نسبت می‌دهد) از استراتژی اعمال شده توسط نیروگاه سود بیشتری القا می‌کند. در حالت دوپله‌ای این تفاوت سود بیشتر نیز می‌شود. در حالت پسینی، هرچند نه در همه‌ی موارد، در بیشتر موارد سود بیشتری برای نیروگاه پیشنهاد می‌دهد. در مواردی که سود به دست آمده حاصل از استراتژی مدل کمتر از سود واقعی کسب‌شده‌ی بنگاه است، این سود صفر است، به این معنا که قیمت (های) به دست آمده از قیمت تسویه‌کننده‌ی بازار بیشتر بوده و به همین دلیل حراج را در آن ساعت از دست داده و اصلاً به تولید و کسب سود نمی‌رسد و گرنه در صورتی که قیمت مزبور در حراج برنده شود در نمونه‌های مورد بررسی از سود کسب شده‌ی واقعی بیشتر خواهد بود.

نکته‌ی دیگر که نتایج آن را به وضوح نشان می‌دهد این است که بر اساس استراتژی مدل ما فاصله‌ی پله‌ها از یکدیگر بسیار اندک است. در حالاتی که پله‌ی دوم منطبق بر پله‌ی اول به دست آمده، بالا بردن دقت ممکن است فاصله‌ای در پله‌ی دوم نسبت به پله‌ی اول بیندازد. بدیهی است که این فاصله از فواصل به دست آمده در نتایج ما کمتر خواهد بود و بنابراین فاصله‌ی پله‌ها همچنان بسیار اندک خواهد بود. انتظار داریم اگر بتوان بر محدودیت توان پردازشگر غلبه کنیم و با دقت بالا حالت ده‌پله را نیز بررسی کنیم فاصله‌ی پله‌ها باز هم چندان تفاوتی با حالت دو پله نداشته باشد. در پیشنهادهای قیمت نیروگاه‌ها، اگر نیروگاه خصوصی بوده و به قصد افزایش سودآوری پیشنهاد قیمت بدهد و در چند پله (مثلاً ده پله) این کار را بکند چنین روندی مشاهده نمی‌شود. در داده‌های تجربی، برای مثال نیروگاهی که در ده پله پیشنهاد قیمت می‌دهد، فاصله‌ی بین پله‌ها بسیار زیاد است. گاهی حتی از مقادیر نزدیک به هزینه‌ی متغیر متوسط شروع می‌شود و تا مقادیر قیمت سقف بازار ادامه می‌یابد که تفاوت بسیار چشمگیری با

مدل سازی ما دارد. با توجه به سودآوری پیشینی و در غالب موارد پسینی استراتژی پیشنهادی این تحقیق، می توان انتظار داشت که نیروگاه ها با بهره گیری از این مدل بتوانند سودآوری خود را افزایش بدهند.

18 خلاصه

در این تحقیق در ابتدا با معرفی ساختار برق در بازارهای تجدید ساختار شده و معرفی مسأله‌ی استراتژی پیشنهاد قیمت در این بازارها، رهیافت‌های کلی مورد استفاده در ادبیات این موضوع را برای بازارهای گوناگون و تحت قیود و فروض مختلف مرور کردیم. به طور کلی چهار دسته رهیافت ارائه دادیم، در بخش 8 و بر رهیافت‌های قائم بر نظریه‌ی بازی‌ها متمرکز شدیم. مدل‌های غالب بر مبنای مفاهیم نظریه‌ی بازی‌ها را در بخش 8.2 به چند دسته تقسیم کردیم: مدل‌های تعادل کورنو، تعادل برتراند، تعادل تابع عرضه و دیگر مدل‌های نظریه‌ی بازی‌ها. مدل‌سازی این تحقیق بر مبنای تعادل تابع عرضه و با هدف بهینه‌سازی پیشینی تابع سود نیروگاه ارائه شد. در این مدل‌سازی فرض شده که توابع پیشنهاد مطابق با قانون بازار پله‌ای باشد و نیروگاه‌ها جز محدودیت ظرفیت، محدودیت دیگری ندارند و خطوط انتقال نیز با ترافیک یا محدودیت انتقال مواجه نیستند. حذف هر کدام از این فروض، مثلاً وجود امکان پیشنهاد تابع عرضه‌ی پیوسته و خطی یا غیر خطی برای مطالعه‌ی نوسانات و نیز سطح قیمت‌ها در تعادل و یا وجود محدودیت‌ها در خطوط انتقال و اثر آن در تعادل‌ها و سطح قیمت‌ها یا انحصاری شدن بازار یا اعمال قدرت بازاری توسط تولیدکننده‌ها، می‌تواند موضوع تحقیقی جداگانه در مطالعات آینده بر مبنای رهیافت معرفی شده در این تحقیق باشد.

Bibliography 19

- Al-Agtash, S. (2010). Supply curve bidding of electricity in constrained power networks. *Energy*, 35(7): 2886-92.
- Alagtash, S., & Yamin, H. (2004). Optimal supply curve bidding using benders decomposition in competitive electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 71(3): 245-55.
- Angarita, J., Usaola, J., & Martínez-Crespo, J. (2009). Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market. *Electric Power Systems Research*, 79(7):1038-46.
- Aparicio, J., Ferrando, J. C., Meca, A., & Sancho, J. (2008). Strategic bidding in continuous electricity auctions: an application to the Spanish electricity market. *Operations research*, 229-241.
- Armstrong, M., Cowan, S., & Vickers, J. (1994). *Regulatory reform - Economic analysis and British experience*. Oxford: Oxford University Press.
- Attaviriyanupap, P., Kita, H., Tanaka, E., & Hasegawa, J. (2005). New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming. *International Journal of Electrical Power & Energy systems*, 27(3):157-67.
- Baldick, R., Grant, R., & Kahn, E. (2004). Theory and application of linear supply function equilibrium in electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 25(2): 143-67.
- Bompard, E., Lu, W., Napoli, R., & Jiang, X. (2010). A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(6): 678-87.
- Bompard, E., Lu, W., Napoli, R., & Jiang, X. (2010). A supply function model for representing the strategic bidding of the producers in constrained electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(6): 678-87.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry. *Journal of Industrial Economics*, 47(3): 285-323.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry. *Journal of Industrial Economics*.
- Borenstein, S., Bushnell, J., & Knittel, C. (1998). *Market power in electricity markets: beyond concentration measures*. Berkeley, CA: University of California Energy Institute.
- Brandenburger, A. (1991). knowledge and equilibrium in games. ??????????????
- Camerer, C. F. (1991). Does Strategy Research Need Game Theory? *Strategic Management Journal*, Vol. 12, 137-152.
- Chatterjee, B. (2009). An Optimization Formulation to Compute Nash Equilibrium in Finite Games. *International Conference on Methods and Models in Computer Science*.
- Conejo, A., Nogales, F., & Arroyo, J. (2002). Price-taker bidding strategy under price uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1081-8.

- David, A. (1993). Competitive bidding in electricity supply. *IEE Proceedings -Generation, Transmission and Distribution*, (pp. 140(5):421-6.).
- David, A., & Wen, F. (2000). Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey. *IEEE 2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, (pp. 4:2168-73).
- de la Torre, S., Arroyo, J., Conejo, A., & Contreras, J. (2002). Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4):1037-42.
- de la Torre, S., Conejo, A., & Contreras, J. (2004). Finding multiperiod nash equilibria in pool-based electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1): 643-51.
- Dotoli, M., Epicoco, N., Falagario, M., Sciancalepore, F., & Costantino, N. (2014). A Nash equilibrium simulation model for the competitiveness evaluation of the auction based day ahead electricity market. *Computers in Industry*, 65: 774-785.
- Ernst, D., Minoia, A., & Marija, I. (2004). Market dynamics driven by the decision-making of power producers. *Proc. of 2004 IREP symposium* (pp. 1-6). bulk power system dynamics and control-VI.
- Fabra, N., Von Der Fehr, N., & Harboud, D. (2002). Modeling electricity auctions. *Electricity J*, 15: 72-81.
- Fabra, N., von der Fehr, N.-H., & Harbord, D. (2006). Designing Electricity Auctions. *The RAND Journal of Economics*, Vol. 37, No. 1, 23-46.
- Federico, G., & Rahman, D. (2003). Bidding in an electricity pay-as-bid auction. *Journal of Regulatory Economics*, 24(2): 175-211.
- Ferrero, R., Shahidehpour, S., & Ramesh, V. (1997). Transaction analysis in deregulated power systems using game theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(3): 1340-1347.
- Foley, A., Gallachóir, B., Hur, J., & McKeogh, E. (2010). A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 35(12):4522-30.
- Forgo, F., Szep, J., & Szidarovsky, F. (1999). Cooperative Games. In F. Forgo, J. Szep, & F. Szidarovsky, *Introduction to the Theory of Games: Concepts, Methods, Application* (pp. 217-237). London: Kluwer Academic Publication.
- Friedman, L. (1956). a competitive bidding strategy. *operations research*, Vol. 4, No. 1, 104-112.
- Gana, D., Wanga, J., & Bourcierb, D. V. (2005). An auction game model for pool-based electricity markets. *Energy Systems*, 27: 480-487.
- Gao, F., & Sheble, G. (2010). Electricity market equilibrium model with resource constraint and transmission congestion. *lectric Power Systems Research*, 80(1):9-18.
- Gao, F., & Sheble, G. (2010). Electricity market equilibrium model with resource constraint and transmission congestion. *Electric Power Systems Research*, 80(1): 9-18.
- Garcia, C. B., Lemke, C. E., & Luthi, H. (1973). Simplicial Approximation of an Equilibrium Point of Noncooperative N-Person Games,. *Mathematical Programming*, 227-260.

- Genc, T., & Reynolds, S. (2011). Supply function equilibria with capacity constraints and pivotal suppliers. *International Journal of Industrial Organization*, 29(4): 432-42.
- Ghodsi, R., & Zakerinia, M. (2012). Forecasting Short Term Electricity Price Using Artificial Neural Network and Fuzzy Regression. *International Journal of Academic Research in Business and Social Sciences*, Vol. 2, No. 1, 286-293.
- Gong, L., Jing, S., & Xiuli, Q. (2011). Modeling methods for GenCo bidding strategy optimization in the liberalized electricity spot market: A state-of-the-art review. *Energy*, 4686-4700.
- Govindan, S., & Wilson, R. (2003). A global Newton method to compute Nash equilibria. *Journal of Economic Theory*, Vol. 110, 65-86.
- Green, N., Neuhoﬀ, K., & Twomey, P. (2004). *A review of the monitoring of market power*. Report Prepared at the Request of ETSO.
- Green, R. J., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, 929-953.
- Green, R., & Newbery, D. (1992). Competition in the British electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 100(5): 929-53.
- Guan, X., Luh, P. B., Yan, H., & M., R. P. (1994). Optimization-based Scheduling of Hydrothermal Power. *IEEE Transaction on power systems*, Vol. 9, No. 2, 1023-1031.
- Haas, R., & Auer, H. (2006). The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets. *Energy*, 31(6-7):857-64.
- Haghighat, H., Seifi, H., & Rahimikian, A. (2008). The role of market pricing mechanism under imperfect competition. *Decision Support Systems*, 45(2): 267-77.
- Hao, S. (2000). A study of basic bidding strategy in clearing pricing auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3):975-80.
- Hinz, J. (2004). A Revenue-Equivalence Theorem for Electricity Auctions. *Journal of Applied Probability*, Vol. 41, No. 2, 299-312.
- Hirschman, A. (1964). The paternity of an index. *The American Economic Review*, 54(5): 761.
- Hobbs, B. (1999). Models of Cournot competition in POOLCO and bilateral markets. *Proc. of American Power Conference*. Chicago.
- Hobbs, B., Metzler, C., & Pang, J. (2000). Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2): 638-45.
- Holmberg, p., & Newbery, d. (2010). The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *Utilities Policy*, 18: 209-226.
- Hortacsu, A., & Puller, S. L. (2008). Understanding Strategic Bidding in Multi-Unit Auctions: A Case Study of the Texas Electricity spot market. *The RAND Journal of Economics*, Vol. 39, No. 1, 86-114.

- Hu, S., Kapuscinski, R., & Lovejoy, W. (2010). Bertrand-edgeworth auction with multiple asymmetric bidders. *Social Science research network working paper series*; Available at SSRN, <http://ssrn.com/abstract%1659996>.
- Kang, D., Kim, B., & Hur, D. (2007). Supplier bidding strategy based on non-cooperative game theory concepts in single auction power pools. *Electric Power Systems Research*, 77(5-6): 630-6.
- Kian, A., Cruz, J., & Thomas, R. (2005). Bidding strategies in oligopolistic dynamic electricity double-sided auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1): 50-8.
- Klemperer, P., & Meyer, M. (1989). Supply function equilibrium in oligopoly under uncertainty. *Econometrica*, 57(6): 1243-77.
- Krishna, V. (2010). Auction theory. California: Elsevier academic press.
- Kumar, J. V., Pasha, S. J., & Kumar, D. (2010). Congestion Influence on Optimal Bidding in a Competitive Electricity Market using Particle Swarm Optimization. *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, Vol. 5, No. 4, 1-6.
- Leeprechanon, N., David, A., Moorthy, S., Brooks, R., & Nealand, J. (2002). Market power in developing countries. *International Conference on Power System Technology*, (pp. vol. 3, 1805-1813). Kunming, China.
- Li, T., & Shahidehpour, M. (2005). Strategic bidding of transmission - constrained GENCOs with incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1): 437-47.
- Ma, X., Wen, F., Ni, Y., & Liu, J. (2005). Towards the development of risk-constrained optimal bidding strategies for generation companies in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 73(3):305-12.
- Matevosyan, J., & Soder, L. (2006). Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3): 1396-404.
- Maurer, L. T., & Barrosoluz, A. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. Washington DC: The World Bank.
- Milgrom, P., & Roberts, J. (1991). Adoptive and sophisticated learning in repeated normal form games. *Games and economic behaviour*, 3: 82-100.
- Minoia, A., Ernst, D., & Marija, I. (2004). Market dynamics driven by the decision-making of both power producers and transmission owners. *IEEE Power Engineering Society general meeting*, (pp. 255-260).
- Nanduri, V., & Das, T. (2009). A survey of critical research areas in the energy segment of restructured electric power markets. *Electrical Power and Energy Systems*, 181-191.
- Niu, H. (2005). *Models for electricity market efficiency and bidding strategy analysis*. Austin: Ph.D. Dissertation, Dept. Elec. Eng., Univ. Texas.

- Noghanibehambari, H., & Rahnamamoghadam, M. (2020). Is income inequality reflected in consumption inequality in Iran? *Middle East Development Journal*, 12(2), 284-303. doi:<https://doi.org/10.1080/17938120.2020.1770488>
- Osborn, M. J. (2003). *An Introduction to Game Theory*. Oxford University Press.
- Osborne, M. J., & Rubinstein, A. (1994). *A Course in Game Theory*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- Rahimi, F., & Vojdani, A. (1999). Meet the emerging transmission market segments. *IEEE computer applications in power*, Vol. 12, No.1, 26-32.
- Rahimiyan, M., & Rajabimashhadi, H. (2007). Risk analysis of bidding strategies in an electricity pay as bid auction: a new theorem. *Energy Conversion and Management*, 48(1):131-7.
- Rahimiyan, M., & Rajabimashhadi, H. (2008). Supplier's optimal bidding strategy in electricity pay-as-bid auction: comparison of the Q-learning and a model-based approach. *Electric Power Systems Research*, 78(1): 165-75.
- Reddy, V. S., Subramanyam, B., & Surya Kalavathi, M. (2013). DEVELOPMENT OF OPTIMAL BIDDING STRATEGIES USING NEW AGGREGATED DEMAND MODEL AND HYBRID TECHNIQUE. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, Vol. 54, No. 3, 474-486.
- Rosenmüller, J. (1971). On a generalization of the Lemke-Howson algorithm to non co-operative n-person games. *SIAM Journal on Applied Mathematics*, 80-87.
- Sahraei-Ardakani, M., & Rahimi-Kian, A. (2009). A dynamic replicator model of the players' bids in an oligopolistic electricity market. *Electric Power Systems Research*, 79(5): 781-8.
- Satyaramesh, P. (2014). A Bidding Methodology by Nash Equilibrium for Finite Generators Participating in Imperfect Electricity Markets. *The Institution of Engineers (India)*, 95(1): 1-14.
- Sen, S., Yu, L., & Genc, T. (2006). A stochastic programming approach to power portfolio optimization. *Operation Research*, 54(1):55-72.
- Shahidehpour, M., Yamin, H., & Li, Z. (2002). *Market operation in electric power systems*. New York: Wiley.
- Sheble, G. (2001). Economically destabilizing electric power markets for profit. *IEEE Power Engineering Society*, (pp. 1: 50-4).
- Sheffrin, A. (2004). Predicting market power using the residual supply index. *FERC Market Monitoring Workshop*, (p. 2002).
- Sioshansi, R., & Oren, S. (2007). How good are supply function equilibrium models: an empirical analysis of the ERCOT balancing market. *Journal of Regulatory Economics*, 31(1): 1-35.
- Soleymani, S., Ranjbar, A., & Shirani, A. (2008). Strategic bidding of generating units in competitive electricity market with considering their reliability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(3): 193-201.

- Song, H., Liu, C., & Lawarree, J. (1999). Decision making of an electricity suppliers bid in a spot market. *proceedings of IEEE power engineering society summer meeting*, (pp. Vol. 1, 692-696).
- Song, H., Liu, C.-C., & Lawarrée, J. (2002). Nash Equilibrium Bidding Strategies in a Bilateral Electricity Market. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 17, NO. 1, 73-80.
- Spall, J. (2003). Retrieved from Wiley, Introduction to stochastic search and optimization: <http://www.jhuapl.edu/ISSO>
- Strback, G., & kirschen, D. (1999). Assessing the competetiveness demand-side bidding. *IEEE transaction on power systems*, Vol. 14, No.1, 120-125.
- Sueyoshi, T. (2009). *An agent-based approach equipped with game theory: strategic collaboration among learning agents during a dynamic market change in the California electricity crisis*. Retrieved from Energy Economics: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2009.12.004>
- Sutton, R., & Barto, A. (1998). *Reinforcement Learning: An introduction*. Cambridge, MA: MIT Press.
- Swider, D. J., & Weber, C. (2007). Bidding under price uncertainty in multi-unit pay-as-bid procurement auctions for power systems reserve. *European Journal of Operational Research*, 181, 1297–1308.
- Szidarovszky, F. .. (2008). Classnotes for the Game Theory.
- Tamaschke, R., Docwra, G., & Stillman, R. (2005). Measuring market power in electricity generation: a long-term perspective using a programming model. *Energy Economics*, 27(2): 317-35.
- Tesfatsion, L. (2002). Agent-based computational economics: growing economies from the bottom up. *Artificial Life*, 8(1): 55-82.
- Tesfatsion, L. (2006). Agent-based computational economics: a constructive approach to economic theory. (pp. 831-880). North-Holland: Handbook of computational economics.
- Toranj, M., Noghanibehambari, H., Tavassoli, N., & Noghani, F. (2021, 01 13). A Game Theoretic Approach in Bidding Strategy in Iran Wholesale Electricity Market: Does Increasing Steps Matter for Profit Maximizers? *Journal of Applied Business and Economics*, 22(11), 190-203. doi:<https://doi.org/10.33423/jabe.v22i11.3749>
- Usaola, J., Ravelo, O., Gonzalez, G., Soto, F., Davila, M., & Diaz-Guerra, B. (2004). Benefits for wind energy in electricity markets from using short term wind power prediction tools: a simulation study. *Wind Engineering*, 28(1): 119-27.
- Vahidinasab V, J. S. (2010). Normal boundary intersection method for suppliers' strategic bidding in electricity markets: an environmental/economic approach. *Energy Conversion and Management*, 51(6):1111-9.
- Vahidinasab, V., & Jadid, S. (2010). Normal boundary intersection method for suppliers' strategic bidding in electricity markets: an environmental/economic approach. *Energy Conversion and Management*, 51(6): 1111-9.
- Valenzuela, J., & Mazumdar, M. (2003). Commitment of electric power generators under stochastic market prices. *Operations Research*, 51(6):880-93.

- von der Fehr, N., & Harbord, D. (1993). Spot market competition in the UK electricity industry. *The Economic Journal*, 103(418): 531-46.
- Vytelingum, P., Cliff, D., & Jennings, N. (2008). Strategic bidding in continuous double auctions. *Artificial Intelligence*, 172(14): 1700-29.
- Wallace, S., & Fleten, S. (2003). Stochastic programming models in energy. Handbooks in operations research and management science, vol. 10. Elsevier;.
- Wang, J., & zender, J. (2002). Auctioning devisible goods. *Economic theory*, 19: 673-705.
- Watkins, C. (1989). *Learning from Delayed Rewards*. Ph.D. thesis, Cambridge University.
- weber, J., & Overbye, T. (1999). a two level optimization problem for analysys of market bidding strategies. *proceedings of IEEE power engineering society summer meeting*, (pp. 682-687).
- Wen F, D. A. (2001). Optimal bidding strategies and modeling of imperfect. *IEEE Transactions on Power*, 16(1): 15-21.
- Wen, F., & David, A. (2001). A genetic algorithm based method for bidding strategy coordination in energy and spinning reserve markets. *Artificial Intelligence in Engineering*, 1(1): 71-9.
- Wen, F., & David, A. (2001). Optimal bidding strategies and modeling of imperfect information among competitive generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1):15-21.
- Willems, B. (2002). Modeling Cournot competition in an electricity market with transmission constraints. *The Energy Journal*, 23(3): 95-126.
- Yamin, H., & Shahidehpour, S. (2003). Unit commitment using a hybrid model between Lagrangian relaxation and genetic algorithm in competitive electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 68(2): 83-92.
- Zajac, E. J., & Bazerman, M. H. (1991). Blind spots in industry and competitor analysis: Implications of interfirm (mis)perception for strategic decisions. *Academy of management review*, 16: 37-56.
- Zhang, D., Wang, Y., & Luh, P. B. (1999). Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market. *Power Industry Computer Applications, 1999. PICA'99. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference*, (pp. 63-68).

